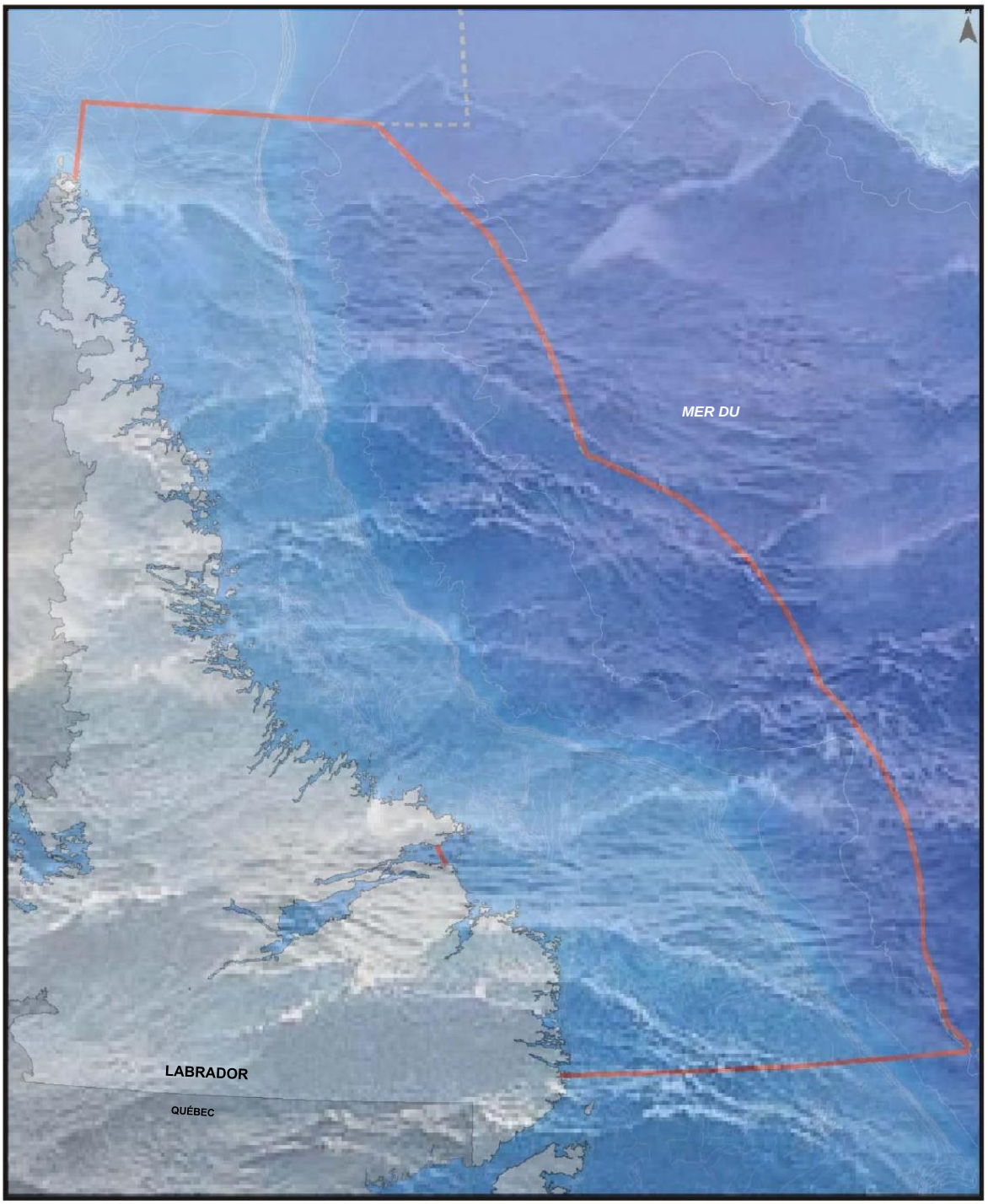
ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE STRATÉGIQUE DE LA ZONE EXTRACÔTIÈRE DU PLATEAU CONTINENTAL DU LABRADOR



CANADA-TERRE NEUVE et LABRADOR
C-TNLOHE
L'OFFICE DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

Rapport final

RAPPORT FINAL

Évaluation environnementale stratégique de la zone extracôtière du plateau continental du Labrador

Office Canada–Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers

PROJET N^{O} P 064

Sikumiut Environmental Management Ltd.

PROJET N^{O} P 064

PRÉSENTÉ À : **Office Canada–Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers**
5e étage, Place TD, 140, rue Water
St. John's (T.-N.-L.) · A1C 6H6

POUR : **Évaluation environnementale stratégique**

DE : **Zone extracôtière du plateau continental du Labrador**

Août 2008

Sikumiut Environmental Management Ltd.
175, rue Hamlyn
St. John's (T.-N.-L.)
A1E 5Z5

Tél. : 709-754-0499
Téléc. : 709-754-1445

www.sikumiut.ca

Table des matières

Liste des annexes ..... **xi**

Liste des figures ..... **xii**

Liste des tableaux ..... **xix**

LISTE D'ACRONYMES ..... **xxiii**

LISTE DES UNITÉS DE MESURE ..... **xxvi**

1.0 INTRODUCTION **1**

1.1 Établissement de la portée 3
1.2 Objectifs et but de l'évaluation environnementale stratégique de la zone extracôtière du plateau continental du Labrador 3
1.3 Composantes valorisées de l'écosystème 4
1.4 Licences et permis 6
1.4.1 Permis d'exploration 6
1.4.2 Licence de découverte importante 6
1.4.3 Permis de production 7
1.5 Appel d'offres 7
1.6 Historique des activités pétrolières et gazières dans la zone extracôtière du plateau continental du Labrador 8
1.7 Consultations 10
1.8 Utilisation traditionnelle des ressources 11
1.9 Organisation de l'évaluation environnementale stratégique 12

2,0 ACTIVITÉS D'EXPLORATION ET DE PRODUCTION **13**

2.1 Activités d'exploration 14
2.1.1 Levés sismiques 14
2.1.2 Levés des géorisques 15
2.1.3 Échantillonnage du fond marin/essais géotechniques 16
2.2 Activités de forage 16
2.2.1 Plateformes de forage 16
2.2.1.1 Zones d'exclusion 19
2.2.2 Navires de soutien 20
2.2.3 Soutien aérien 20
2.3 Plateformes et installations de production 20
2.3.1 Options sous-marines 21
2.3.1.1 Entonnoirs souterrains 22
2.3.1.2 Installation 24
2.3.2 Options en matière de structures flottantes 24
2.3.2.1 Gaz naturel liquéfié 25
2.3.2.2 Gaz naturel comprimé 25
2.3.3 Options en matière de structure gravitaire 25
2.3.4 Pipelines et conduites d'écoulement 26
2.3.5 Installations d'exportation et de transformation à terre 28
2.3.6 Exploitation 29
2.3.6.1 Systèmes sous-marins 29

2.3.6.2 Structures flottantes et gravitaires ... 29
2.3.6.3 Pipelines ... 29
2.3.6.4 Intervention en cas d'urgence environnementale ... 30
2.3.7 Mise hors service ... 31
2.4 Bruit associé aux activités d'exploration et de production ... 32
2.4.1 Bruit sous-marin ... 32
2.4.2 Bruit aérien ... 32
2.4.2.1 Niveaux du bruit ambiant ... 33
2.4.2.2 Bruit généré par les mammifères marins ... 33
2.4.2.3 Trafic maritime et bruit anthropique ... 34
2.4.2.4 Son généré par le vent et les vagues ... 34
2.4.2.5 Comparaison des niveaux de bruit ... 34
2.4.3 Sons générés par l'industrie pétrolière et gazière en mer ... 35
2.4.3.1 Forage d'exploration et de délimitation ... 35
2.4.3.2 Levés sismiques bidimensionnels et tridimensionnels ... 36
2.4.3.3 Principes d'exploitation des canons à air ... 37
2.4.3.4 Niveaux d'émission du réseau de canons à air ... 38
2.4.3.5 Production ... 43
2.5 Rejets associés aux activités d'exploration et de production ... 44
2.5.1 Boues de forage ... 44
2.5.1.1 Boues à base d'eau ... 45
2.5.1.2 Boues à base de produit synthétique ... 46
2.5.2 Laitiers de ciment et fluide du bloc obturateur de puits ... 48
2.5.3 Eau produite ... 49
2.5.4 Émissions atmosphériques ... 51
2.5.5 Eau de ballast rejetée ... 52
2.5.6 Eau de cale et de ballast ... 53
2.5.7 Eau du pont ... 53
2.5.8 Eau de refroidissement ... 53
2.5.9 Eaux usées et déchets de cuisine ... 53
2.5.10 Produits en vrac solides ... 53
2.6 Événements accidentels ... 53
2.6.1 Histoire des déversements de l'industrie pétrolière et gazière en mer ... 53
2.6.2 Sources d'information ... 55
2.6.2.1 Statistiques importantes pour l'analyse ... 55
2.6.2.2 Catégories de déversements selon leur ampleur ... 56
2.6.3 Probabilités d'éruption et de déversement ... 56
2.6.3.1 Éruptions liées au forage d'exploration (sans gaz) ... 56
2.6.3.2 Éruptions liées au forage d'exploration (principalement du gaz) ... 59
2.6.3.3 Calculs de la fréquence des déversements dans la zone de l'évaluation environnementale stratégique du plateau continental du Labrador ... 60
2.6.4 Tendances actuelles ... 60
2.6.4.1 Éruption de gaz à faible profondeur et éruption profonde ... 61
2.6.5 Probabilités d'éruption dans la zone de l'évaluation environnementale stratégique du plateau continental du Labrador ... 62
2.6.6 Événements accidentels de type déversement ... 63
2.6.6.1 Dossier historique ... 63
2.6.6.2 Fréquences calculées pour la zone de l'évaluation environnementale stratégique du

plateau continental du Labrador 64
2.6.6.3 Données sur les incidents de déversement à Terre-Neuve-et-Labrador 66
2.6.6.4 Ampleur des déversements 61
2.6.7 Évolution et comportement des événements accidentels 61
2.6.7.1 Éruptions sous-marines en eaux peu profondes 62
2.6.7.2 Éruptions sous-marines en eaux profondes 65
2.6.7.3 Éruptions au-dessus de la surface 65
2.6.7.4 Petits déversements 66
2.6.8 Comportement général des hydrocarbures déversés en eaux libres 66
2.6.8.1 Déplacement du pétrole 66
2.6.8.2 Évaporation 66
2.6.8.3 Étalement du pétrole 67
2.6.8.4 Dispersion naturelle 67
2.6.8.5 Émulsification 67
2.6.9 Comportement des hydrocarbures déversés sur la glace et dans la banquise ou les glaces à la dérive 67
2.6.9.1 Effet de la glace sur les quatre principaux processus de déversement d'hydrocarbures 67
2.6.9.2 Hydrocarbures déversés dans la banquise ou les glaces à la dérive 68
2.6.9.3 Hydrocarbures déversés sur la glace 69
2.6.10 Descriptions de l'évolution des hydrocarbures et modélisation de leur trajectoire 69
2.6.11 Données environnementales utilisées dans la modélisation de la trajectoire 69
2.6.11.1 Courants marins 69
2.6.11.2 Vitesse et direction prédominante du vent 70
2.6.12 Évolution générale du pétrole brut, des condensats et du gaz persistants 71
2.6.12.1 Évolution et comportement des éruptions en surface 72
2.6.12.2 Évolution et comportement des éruptions sous-marines peu profondes 72
2.6.12.3 Évolution et comportement des éruptions sous-marines en eaux profondes 72
2.6.12.4 Résultats de la modélisation des rejets des navires ou d'une plateforme de forage 73
2.6.13 Modélisation de la trajectoire en eaux libres 73
2.6.14 Résumé de l'évolution et de la trajectoire des déversements d'hydrocarbures 77
2.6.15 Modélisation du déversement et plan d'intervention 78
2.6.15.1 Capacité d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures dans un milieu subarctique 79
2.7 Activités de cessation d'exploitation des puits et démantèlement 81
2.8 Gestion des glaces 81
2.8.1 Contexte 81
2.8.2 Système de gestion des glaces 83
2.8.2.1 Succès de la gestion des glaces 89
2.8.2.2 Considérations relatives à la conception 90
2.9 Conditions météorologiques extrêmes 90

3.0 ENVIRONNEMENT PHYSIQUE 87
3.1 Géologie de surface de la zone de l'évaluation environnementale stratégique du plateau continental du Labrador 87
3.1.1 Substrat rocheux précambrien (unité 1) 87
3.1.2 Strates tertiaires (unité 2) 87
3.1.3 Till (unité 3) 87
3.1.4 Sédiments proglaciaires et sous-glaciaires (unité 4) 89

3.1.5 Sédiments marins postglaciaires (unité 5) 89
3.1.6 Données géotechniques disponibles 90
3.1.7 Aléa sismique 102
3.2 Bathymétrie 104
3.2.1 Échancrures côtières 105
3.2.1.1 Plateau intérieur 107
3.2.1.2 Cuvette marginale 108
3.2.1.3 Plateau extérieur 109
3.3 Conditions météocéaniques 109
3.4 Conditions de la mer 109
3.4.1 Température et salinité 109
3.4.2 Conditions des vagues 111
3.4.3 Vitesse du vent 117
3.4.4 Courant 121
3.4.5 Marées 127
3.5 Conditions atmosphériques 128
3.5.1 Température de l'air 128
3.5.2 Refroidissement éolien 132
3.5.3 Navigation 134
3.5.4 Pilotage 135
3.6 État des glaces 136
3.6.1 Présence et concentration de la glace de mer 136
3.6.2 Dérive de la glace de mer 151
3.6.3 Données sur la taille des floes de la banquise 152
3.6.4 Données sur l'épaisseur de la glace de mer 152
3.6.5 Glace pluriannuelle 154
3.7 Présence d'icebergs 156
3.7.1 Dérive des icebergs 159
3.7.2 Taille des icebergs 160
3.7.2.1 Programme de levés de 2006 161
3.7.2.2 Étude des dimensions physiques des icebergs 161
3.7.2.3 Icebergs observés pendant les activités de forage 161
3.7.2.4 Levé des icebergs de la baie Voisey's 161
3.7.2.5 Levés de la Patrouille internationale des glaces 161
3.7.3 Îles de glace 163
3.8 Affouillement des icebergs 164
3.8.1 Introduction 164
3.8.2 Programme de levés de Makkovik de 2003 164
3.8.3 Géométrie de l'affouillement 164
3.8.3.1 Profondeur de l'affouillement 167
3.8.3.2 Largeur de l'affouillement 168
3.8.3.3 Longueur de l'affouillement 169
3.8.3.4 Orientation de l'affouillement 170
3.8.3.5 Rampe de l'affouillement 172
3.8.3.6 Profondeur du sillon 172
3.8.3.7 Dimensions du plan du sillon 173
3.8.4 Fréquence d'affouillement 174
3.8.5 Modèle géométrique de l'échouage 175

3.9 Contraintes relatives aux données sur l'environnement physique 176
3.10 Munitions explosives non explosées 177
3.11 Considérations relatives à la planification pour l'environnement physique 177

4.0 ENVIRONNEMENT BIOLOGIQUE 178
4.1 Changements climatiques 180
4.2 Espèces en péril 180
4.2.1 Rétablissement de la *Loi sur les espèces en péril* 181
4.2.3 Loup de mer 182
4.2.4 Rorqual bleu 185
4.2.5 Tortue luth 188
4.2.6 Rorqual commun 189
4.2.7 Arlequin plongeur 191
4.2.8 Garrot d'Islande 193
4.2.9 Mouette blanche 195
4.2.10 Courlis esquimau 196
4.2.11 Faucon pèlerin 196
4.2.12 Contraintes relatives aux données sur les espèces en péril 197
4.2.13 Conséquences pour la planification concernant les espèces en péril 199
4.3 Espèce du Comité sur la situation des espèces en péril au Canada 199
4.3.1 Bécasseau maubèche 200
4.3.2 Morue de l'Atlantique 201
4.3.3 Requin-taupe commun 203
4.3.4 Grenadier berglax 203
4.3.5 Béluga 204
4.3.6 Baleine à bec de Sowerby 205
4.3.7 Marsouin commun 205
4.3.8 Morse 206
4.3.9 Baleine boréale 207
4.3.10 Contraintes relatives aux données sur le statut des espèces selon le COSEPAC 208
4.3.11 Conséquences pour la planification concernant les espèces visées par le COSEPAC 210
4.4 Communautés d'algues macrophytes 210
4.4.1 Communauté littorale 210
4.4.2 Communauté sublittorale 211
4.4.3 Contraintes liées aux données sur les communautés d'algues macrophytes 212
4.4.4 Conséquences pour la planification concernant les communautés d'algues macrophytes 213
4.5 Plancton 213
4.5.1 Phytoplancton 213
4.5.2 Communauté épontique 218
4.5.3 Microflore 223
4.5.4 Zooplancton 224
4.5.5 Importance de la variabilité des conditions océaniques 225
4.5.6 Contraintes relatives aux données sur le plancton 226
4.5.7 Considération relative à la planification pour le plancton 227
4.6 Invertébrés benthiques 227
4.6.1 Contraintes relatives aux données associées aux communautés d'invertébrés benthiques 229

4.6.2 Conséquences pour la planification concernant les invertébrés benthiques 230
4.7 Coraux d'eau froide 230
4.7.1 Contraintes relatives aux données sur les coraux 237
4.7.2 Conséquences pour la planification concernant les coraux 238
4.8 Poissons 238
4.8.1 Pétoncle d'Islande 240
4.8.2 Crabe des neiges 240
4.8.3 Crevette nordique 241
4.8.4 Sébaste 241
4.8.5 Plie canadienne 243
4.8.6 Flétan du Groenland 244
4.8.7 Saumon atlantique 245
4.8.8 Omble chevalier 245
4.8.9 Lançon 247
4.8.10 Capelan 247
4.8.11 Hareng 248
4.8.12 Morue arctique 249
4.8.13 Morue de roche 249
4.8.14 Plie grise 250
4.8.15 Raie 250
4.8.15.1 Raie épineuse 250
4.8.15.2 Raie à queue de velours 251
4.8.16 Requins démersaux 251
4.8.16.1 Aiguillat commun 251
4.8.16.2 Aiguillat noir 252
4.8.17 Lompe 252
4.8.18 Buccin 253
4.8.19 Crabe araignée 253
4.8.20 Crabe porc-épic 253
4.8.21 Contraintes relatives aux données sur les poissons 254
4.8.22 Conséquences pour la planification concernant les poissons 255
4.9 Mammifères marins et tortues de mer 256
4.9.1 Mysticètes (cétacés à fanons) 256
4.9.1.1 Rorqual à bosse 256
4.9.1.2 Petit rorqual 257
4.9.1.3 Rorqual boréal 257
4.9.2 Odontocètes (cétacés à dents) 259
4.9.2.1 Globicéphale noir 259
4.9.2.2 Dauphin à flancs blancs 259
4.9.2.3 Épaulard 259
4.9.3 Pinnipèdes 261
4.9.3.1 Phoques communs 261
4.9.3.2 Phoque du Groenland 261
4.9.3.3 Phoque à capuchon 262
4.9.3.4 Phoque barbu 262
4.9.3.5 Phoque gris 263
4.9.3.6 Phoque annelé 263
4.9.4 Tortues de mer 265

4.9.5 Ours polaire 265
4.9.6 Contraintes relatives aux données sur les mammifères marins et les tortues de mer ...267
4.9.7 Conséquences pour la planification concernant les mammifères marins et les tortues de mer 268
4.9.8 Oiseaux marins 268
4.9.9 Oiseaux de mer 269
4.9.9.1 Écologie et régime alimentaire des oiseaux de mer à la recherche de nourriture 269
4.9.9.2 Répartition, populations de nidification et biologie de reproduction des oiseaux de mer 271
4.9.10 Oiseaux d'eau, huards et grèbes 273
4.9.10.1 Stratégies de recherche de nourriture et proies 273
4.9.10.2 Répartition, populations de nidification et biologie de reproduction 275
4.9.11 Oiseaux de rivage 275
4.9.11.1 Stratégies de recherche de nourriture et proies des oiseaux de rivage 276
4.9.11.2 Répartition, populations de nidification et biologie de reproduction des oiseaux de rivage 276
4.9.12 Contraintes relatives aux données sur les oiseaux marins 276
4.9.13 Conséquences pour la planification concernant les oiseaux marins 277
4.10 Pêche à des fins commerciales et traditionnelles 278
4.10.1 Sources de données et d'information 278
4.10.2 Aperçu historique 280
4.10.2.1 Saisonnalité 286
4.10.2.2 Navires de pêche 286
4.10.2.3 Engins de pêche 287
4.10.2.4 Zones de gestion 289
4.10.3 Pêche des principales espèces 290
4.10.3.1 Morue de l'Atlantique 290
4.10.3.2 Sébaste 299
4.10.3.3 Hareng 302
4.10.3.4 Pétoncle d'Islande 302
4.10.3.5 Crabe des neiges 305
4.10.3.6 Crevette nordique 310
4.10.3.7 Flétan du Groenland 319
4.10.3.8 Omble chevalier 326
4.10.3.9 Saumon atlantique 328
4.10.3.10 Plie grise 336
4.10.3.11 Grenadier berglax 336
4.10.3.12 Morue de roche 337
4.10.3.13 Nouvelles pêches 337
4.10.3.14 Levés scientifiques de Pêches et Océans Canada 340
4.10.4 Aquaculture 341
4.10.5 Espèces de poissons, de mollusques et de crustacés sous-utilisées 341
4.10.6 Récolte de nourriture traditionnelle 341
4.10.6.1 Gestion des pêches avec « la zone » 344
4.10.7 Contraintes relatives aux données sur les pêches commerciales 345
4.10.7.1 Morue de l'Atlantique 345
4.10.7.2 Pétoncle d'Islande 346
4.10.7.3 Raie 346

4.10.7.4 Plie grise 346
4.10.7.5 Flétan du Groenland 346
4.10.7.6 Omble chevalier 346
4.10.8 Conséquences pour la planification concernant la pêche à des fins commerciales et traditionnelles 346
4.11 Zones sensibles 347
4.11.1 Cadre de réglementation 347
4.11.2 Aires marines nationales de conservation 349
4.11.2.1 Contraintes relatives aux données sur les aires marines nationales de conservation 351
4.11.2.2 Conséquences pour la planification concernant les aires marines nationales de conservation 351
4.11.3 Battle Harbour 352
4.11.4 Baie Gilbert 352
4.11.4.1 Contraintes relatives aux données sur la baie Gilbert 354
4.11.4.2 Considération relative à la planification pour la baie Gilbert 354
4.11.5 Chenal Hawke – banc Hamilton 354
4.11.5.1 Autres bancs de la zone de l'EES du plateau continental du Labrador 356
4.11.5.2 Contraintes relatives aux données sur les bancs du plateau continental du Labrador, y compris le chenal Hawke et le banc Hamilton 356
4.11.5.3 Conséquences pour la planification concernant les bancs du plateau continental du Labrador, y compris le chenal Hawke et le banc Hamilton 358
4.11.6 Parcs nationaux 358
4.11.6.1 Monts-Torngat 358
4.11.6.2 Monts Mealy 359
4.11.6.3 Conséquences pour la planification concernant les parcs nationaux 359
4.11.7 Zone prioritaire pour la conservation des coraux 359
4.11.8 Réserve écologique des îles Gannet 360
4.11.9 Zones importantes pour la conservation des oiseaux 360
4.11.9.1 Contraintes relatives aux données sur les îles Gannett et autres zones importantes pour la conservation des oiseaux 363
4.11.9.2 Conséquences pour la planification concernant les îles Gannett et d'autres zones importantes pour la conservation des oiseaux 363

5.0 EFFETS ENVIRONNEMENTAUX POTENTIELS ET CONSÉQUENCES POUR LA PLANIFICATION CONCERNANT LES ACTIVITÉS D'EXPLORATION ET DE PRODUCTION 365
5.1 Effets du bruit et du son 365
5.1.1 Espèces en péril 366
5.1.1.1 Poissons marins 366
5.1.1.2 Mammifères marins 366
5.1.1.3 Oiseaux marins 367
5.1.2 Poissons marins 368
5.1.2.1 Invertébrés 368
5.1.2.2 Poissons 370
5.1.3 Mammifères marins et tortues de mer 376
5.1.3.1 Environnement acoustique 376
5.1.3.2 Types de sons et effets potentiels 377

5.1.3.3 Niveau d'exposition au bruit et niveau de pression acoustique 379
5.1.3.4 Levés sismiques 380
5.1.3.5 Forage d'exploration et de délimitation.....380
5.1.3.6 Trafic maritime et aérien 381
5.1.3.7 Effets du bruit.....381
5.1.3.8 Effets du bruit sur les baleines à fanons.....384
5.1.3.9 Effets du bruit sur les baleines à dents.....386
5.1.3.10 Effets du bruit sur les pinnipèdes 387
5.1.3.11 Effets du bruit sur les tortues de mer 388
5.1.4 Oiseaux marins.....389
5.1.4.1 Activités sismiques.....389
5.1.4.2 Trafic maritime et aérien 389
5.1.5 Pêches commerciales.....390
5.1.6 Zones sensibles.....390
5.1.7 Mesures d'atténuation.....391
5.1.8 Contraintes relatives aux données associées aux effets du bruit et du son.....392
5.1.9 Considérations relatives à la planification concernant les effets du bruit et du son.....392
5.2 Rejets de déblais de forage associés aux activités d'exploration et de production.....393
5.2.1 Directives sur le traitement des déchets extracôtiers relatifs aux déblais de forage 393
5.2.2 Expérience de Terre-Neuve avec les déblais de forage 393
5.2.2.1 Modèles de déblais de forage 394
5.2.2.2 Dispersion et dépôt des déblais de forage 395
5.2.3 Espèces en péril 396
5.2.4 Invertébrés.....396
5.2.4.1 Boues et déblais de forage à base d'eau 396
5.2.4.2 Boues à base de produit synthétique et déblais de forage 398
5.2.5 Poissons.....399
5.2.5.1 Boues et déblais de forage à base d'eau 399
5.2.5.2 Boues à base de produit synthétique et déblais de forage 399
5.2.6 Pêches commerciales.....400
5.2.7 Oiseaux marins.....400
5.2.8 Mammifères marins et tortues de mer.....400
5.2.9 Zones sensibles.....400
5.2.10 Mesures d'atténuation.....400
5.2.11 Contraintes relatives aux données associées au rejet de déblais de forage.....401
5.2.12 Considérations relatives à la planification associées au rejet des déblais de forage 401
5.3 Rejets courants.....401
5.3.1 Espèces en péril 403
5.3.2 Invertébrés.....403
5.3.3 Poissons.....404
5.3.4 Mammifères marins et tortues de mer.....405
5.3.5 Oiseaux marins.....405
5.3.6 Pêches commerciales.....405
5.3.7 Zones sensibles.....406
5.3.8 Mesures d'atténuation.....406
5.3.9 Contraintes relatives aux données associées aux rejets courants 407
5.3.10 Considérations relatives à la planification associées aux rejets courants.....407
5.4 Émissions atmosphériques et changements climatiques 407

5.4.1.1 Changements climatiques 407
5.4.1.2 Lacunes dans les données associées aux émissions atmosphériques et aux changements climatiques 409
5.4.1.3 Considérations relatives à la planification concernant les émissions atmosphériques et les changements climatiques 409
5.5 Perturbations anthropiques existantes dans la zone de l'évaluation environnementale stratégique du plateau continental du Labrador 409
5,6 Événements accidentels 410
5.6.1 Effets des déversements d'hydrocarbures sur les lignes de rivage 410
5.6.1.1 Espèces en péril 413
5.6.1.2 Algues macrophytes 413
5.6.1.3 Phytoplancton 414
5.6.1.4 Communautés épontiques 414
5.6.1.5 Microbiote 415
5.6.1.6 Zooplancton 415
5.6.1.7 Invertébrés 415
5.6.1.8 Poissons 417
5.6.1.9 Pêches commerciales 418
5.6.1.10 Oiseaux marins 418
5.6.1.11 Mammifères marins et tortues de mer 421
5.6.1.12 Zones sensibles 423
5.6.2 Collisions 424
5.6.3 Mesures d'atténuation 424
5.6.3.1 Déversements d'hydrocarbures 425
5.6.3.2 Collisions avec des navires 425
5.6.4 Contraintes relatives aux données associées aux événements accidentels 425
5.6.5 Conséquences pour la planification concernant les événements accidentels 426
5.7 Attraction exercée par les lumières/torches 426
5.8 Effets environnementaux cumulatifs 427
5.8.1 Transport maritime 427
5.8.1.1 Services de traversier du Labrador 428
5.8.1.2 Transport de carburant 428
5.8.1.3 Marchandises diverses et remorquage de barges 428
5.8.1.4 Exploitation minière 430
5.8.2 Pêches commerciales 431
5.8.3 Utilisation traditionnelle des ressources par les peuples autochtones 431
5.8.4 Tourisme et loisirs 431
5.8.4.1 Tourisme de croisière 432
5.8.4.2 Bateaux d'excursion 433
5.8.4.3 Navigation de plaisance locale 433
5.8.4.4 Navigation de plaisance des visiteurs 433
5.8.4.5 Écotourisme 434
5.8.4.6 Ressources préhistoriques et historiques 434
5.8.5 Activités d'exploration et de production 435
5.9 Interactions des effets environnementaux cumulatifs 435
5.9.1 Activités d'exploration et de production 435
5.9.2 Activités d'exploration et de production au Groenland 437
5.9.3 Pêches commerciales 438

5.9.4 Transport maritime 438
5.9.5 Tourisme, loisirs et utilisation traditionnelle des ressources 438
5.10 Effets de l'environnement sur le projet 439
5.10.1 Conditions météocéaniques 439
5.10.2 Géologie 440
5.10.3 État des glaces 440
5.10.4 Conséquences pour la planification concernant les effets de l'environnement sur le projet 440
5.10.4.1 Géologie 441
5.10.4.2 Conditions météocéaniques 441
5.10.4.3 État des glaces 442

6.0 RÉSUMÉ ET CONCLUSIONS 443
6.1 Législation applicable 443
6.2 Zones sensibles 444
6,3 Problèmes potentiels 445
6.4 Contraintes relatives aux données 446
6.5 Surmonter les contraintes relatives aux données 448
6.6 Considérations relatives à la planification 449
6.7 Mesures d'atténuation 450
6.7.1 Levés sismiques 452
6.7.2 Programmes de forage 453
6.7.3 Événements accidentels 453
6,8 Conclusion 454

7.0 RÉFÉRENCES 456
7,1 Communications personnelles 456
7.2 Entretiens sur les connaissances traditionnelles et consultations publiques 456
7.2.1 Entretiens sur les connaissances traditionnelles 456
7.2.2 Consultations publiques – Première série 457
7.2.3 Consultations publiques – Deuxième série 457
7.3 Références 457
7.4 Sites Internet 514

Liste des annexes

Annexe A Document d'établissement de la portée de l'évaluation environnementale stratégique de la zone extracôtière du plateau continental du Labrador (Strategic Environmental Assessment Labrador Offshore Area Scoping Document; C-TNLOHE, 2006e)
Annexe B Lettre de présentation du processus d'EES du plateau continental du Labrador aux groupes autochtones et aux organismes de réglementation
Annexe C Avis de réunions publiques et liste des intervenants
Annexe D Brochure d'information sur l'EES du plateau continental du Labrador
Annexe E Procès-verbaux des séances de consultation publique : première série – 2007; deuxième série – 2008
Annexe F Principe et processus de collecte des connaissances traditionnelles
Annexe G Procès-verbaux sur les connaissances traditionnelles

Liste des figures

Figure 1.1 : Zone de l'évaluation environnementale stratégique – zone extracôtière du plateau continental du Labrador 2
Figure 1.2 : Historique du forage dans la zone de l'évaluation environnementale stratégique du plateau continental du Labrador (de 1970 à 1983) 8
Figure 1.3 : Puits d'exploration de la zone de l'évaluation environnementale stratégique du plateau continental du Labrador et ressources de gaz connexes 8
Figure 1.4 : Acquisition de données sismiques dans la zone de l'évaluation environnementale stratégique du plateau continental du Labrador (km)..... 10

Figure 2.1 : Schéma des activités de levé sismique 15
Figure 2.2 : Plateformes de forage types..... 17
Figure 2.3 Entonnoir souterrain 23
Figure 2.4 : Déformation causée par les sillons et les sous-sillons laissés par la glace 26
Figure 2.5 : Signature de la pression d'air 37
Figure 2.6 : Niveaux sonores de tiers d'octave sous-marins estimés à un mètre pour A) les bateaux et B) les navires..... 43
Figure 2.7 : Composantes du train de tiges illustrant la circulation des boues de forage 45
Figure 2.8 : Fréquence des déversements (de 1965 à 2000) dans le golfe du Mexique 64
Figure 2.9 : Nombre d'incidents liés aux puits d'exploration et de déversement au large de Terre-Neuve-et-Labrador (de 1997 à 2007) 66
Figure 2.10 : Volume des déversements liés à l'exploration et à la production au large de Terre-Neuve-et-Labrador (de 1997 à 2007) 67
Figure 2.11 : Schéma d'une éruption sous-marine 62
Figure 2.12 : Schéma du comportement du panache 63
Figure 2.13 : Courants de surface du Labrador 70
Figure 2.14 : Trajectoires hivernales : vents moyens..... 74
Figure 2.15 : Trajectoires printanières : vents moyens 74
Figure 2.16 : Trajectoires estivales : vents moyens 75
Figure 2.17 : Trajectoires automnales : vents moyens 76
Figure 2.18 : Trajectoires des vents de l'est : toutes les vitesses de vent..... 76
Figure 2.19 : Cadre pour les activités stratégiques de gestion des glaces..... 83
Figure 2.20 : Déglaçage à l'aide de la technique circulaire..... 84
Figure 2.21 : Technique de brise-glace à grille radiale de type « navire radar » 85
Figure 2.22 : Pousser les gros floes bruts perpendiculairement à la ligne de dérive..... 85
Figure 2.23 : Déploiement d'un seul câble de remorquage par un seul navire..... 86
Figure 2.24 : Remorquage d'une île de glace à deux navires 86
Figure 2.25 : Remorquage par filet à un ou deux navires 87
Figure 2.26 : Déviation d'icebergs à l'aide d'un canon à eau monté sur l'étrave 87
Figure 2.27 : Utilisation du souffle de l'hélice..... 88
Figure 2.28 : Illustration de la zone de gestion des glaces autour d'une installation de forage ou de productio……..89
Figure 3.1 Couches sédimentaires superficielles du plateau continental du Labrador par type de sol 88
Figure 3.2 Couches sédimentaires superficielles du plateau continental du Labrador par unité géologique..... 88
Figure 3.3 Exemple de description du vibrocarottage effectué sur le site de Herjolf 91
Figure 3.4 Coupe stratigraphique à travers le centre du Labrador, soit l'ensellement Hopedale, le banc Nain et la cuvette marginale..... 92

Figure 3.5 Analyse de la composition des dépôts de l'ensellement Hopedale et profil de sismique-réflexion en profondeur (Huntec Deep-Tow) correspondant 93
Figure 3.6 Analyse de la composition des sables boueux du haut des berges et profil Huntec Deep-Tow correspondant 95
Figure 3.7 Analyse de la composition du banc Saglek, nord du plateau continental du Labrador, et profil Huntec Deep-Tow correspondant 96
Figure 3.8 Analyse de la composition de la partie sud-ouest du banc Nain, centre du plateau continental du Labrador, et profil Huntec Deep-Tow correspondant 97
Figure 3.9 Analyse de la composition de l'ensellement Hopedale, centre du plateau continental du Labrador, et profil Huntec Deep-Tow correspondant 98
Figure 3.10 Analyse de la composition du banc Hamilton, sud du plateau continental du Labrador, et profil Huntec Deep-Tow correspondant 99
Figure 3.11 Analyse de la composition de la cuvette marginale, centre du plateau continental du Labrador, et profil Huntec Deep-Tow correspondant 100
Figure 3.12 Analyse de la composition de l'ensellement Hopedale, centre du plateau continental du Labrador, et profil Huntec Deep-Tow correspondant 101
Figure 3.13 Emplacements d'où proviennent les données sismiques peu profondes récentes obtenues grâce au système Huntec Deep-Tow et les échantillons de fonds marins récupérés 102
Figure 3.14 Carte des aléas sismiques – Code national du bâtiment du Canada 2005 103
Figure 3.15 Rifting mésozoïque des pourtours arctique et atlantique 104
Figure 3.16 Bathymétrie de la mer du Labrador pour la zone de l'EES 105
Figure 3.17 Carte de localisation du plateau continental du Labrador indiquant ses principales caractéristiques 106
Figure 3.18 Chenal de Hopedale Run traversant le plateau intérieur 107
Figure 3.19 Indication bathymétrique de la présence de chenaux traversant le plateau intérieur 108
Figure 3.20 Schémas des températures saisonnières à la surface de la mer 110
Figure 3.21 Schémas de salinité saisonnière 111
Figure 3.22 Emplacements des points de grille SMC50 112
Figure 3.23 Hauteur de vagues significatives mensuelle moyenne et maximale par point de quadrillage 116
Figure 3.24 Vitesse du vent mensuelle moyenne et maximale par point de grille SMC50 120
Figure 3.25 Circulation océanique générale 121
Figure 3.26 Champ de courant de surface moyen.....123
Figure 3.27 Lieux d'amarrage des courantomètres 126
Figure 3.28 Emplacement des stations météorologiques dans la zone de l'EES.....128
Figure 3.29 Emplacement des sous-régions et de la station météorologique en mer (SMM Bravo) utilisée pour les caractéristiques de visibilité et de refroidissement éolien dans la zone de l'EES 129
Figure 3.30 Température mensuelle moyenne, minimale et maximale pour les stations météorologiques dans la zone de l'EES du plateau continental du Labrador.....133
Figure 3.31 Schémas de refroidissement éolien.....134
Figure 3.32 Visibilité selon les critères de navigation 135
Figure 3.33 Visibilité selon les critères de pilotage 136
Figure 3.34 Nombre moyen de semaines par année de présence de la banquise 138
Figure 3.35 Concentration mensuelle moyenne de la banquise lorsqu'elle est présente en janvier.....139

Figure 3.36 Concentration mensuelle moyenne de la banquise lorsqu'elle est présente en février 140
Figure 3.37 Concentration mensuelle moyenne de la banquise lorsqu'elle est présente en mars 141
Figure 3.38 Concentration mensuelle moyenne de la banquise lorsqu'elle est présente en avril.....142
Figure 3.39 Concentration mensuelle moyenne de la banquise lorsqu'elle est présente en mai 143
Figure 3.40 Concentration mensuelle moyenne de la banquise lorsqu'elle est présente en juin.....144
Figure 3.41 Concentration mensuelle moyenne de la banquise lorsqu'elle est présente en juillet 145
Figure 3.42 Concentration mensuelle moyenne de la banquise lorsqu'elle est présente en août 146
Figure 3.43 Concentration mensuelle moyenne de la banquise lorsqu'elle est présente en septembre 147
Figure 3.44 Concentration mensuelle moyenne de la banquise lorsqu'elle est présente en octobre 148
Figure 3.45 Concentration mensuelle moyenne de la banquise lorsqu'elle est présente en novembre 149
Figure 3.46 Concentration mensuelle moyenne de la banquise lorsqu'elle est présente en décembre 150
Figure 3.47 Observation d'icebergs dans la zone d'évaluation environnementale stratégique par la Patrouille internationale des glaces et Provincial Aerospace Ltd. 156
Figure 3.48 Densités d'icebergs basées sur les levés de la Patrouille internationale des glaces.....157
Figure 3.49 Densité surfacique annuelle moyenne des icebergs basée sur les cartes du Service canadien des glaces.....158
Figure 3.50 Vecteurs moyens de dérive des icebergs à partir du modèle de dérive des icebergs du Service canadien des glaces.....160
Figure 3.51 Comparaison des ensembles de données combinés sur la longueur des lignes de flottaison avec les observations des classes de taille de la Patrouille internationale des glaces et la répartition de la longueur des lignes de flottaison sur les Grands Bancs 162
Figure 3.52 Affouillement d'icebergs à travers des sédiments à grain fin, avec indication de certaines caractéristiques.....165
Figure 3.53 Emplacement des levés de 2003 et des levés précédents 166
Figure 3.54 Répartition combinée des profondeurs d'affouillement et répartition des profondeurs d'affouillement par site.....167
Figure 3.55 Répartition des profondeurs d'affouillement par type de sédiment.....168
Figure 3.56 Répartition des longueurs d'affouillement pour différents sites 170
Figure 3.57 Répartition de l'orientation d'affouillement pour différents sites 171
Figure 3.58 Analyse cartographique répétitive de la mosaïque du Fonds pour l'étude de l'environnement 171
Figure 3.59 Taux d'échouage des icebergs modélisés au-dessus de la partie centrale de la zone d'évaluation environnementale stratégique.....176
Figure 4.1 Emplacement des bancs dans la zone de l'évaluation environnementale stratégique du plateau continental du Labrador.....179

Figure 4.2 Répartition du loup à tête large, de 1980 à 2001 183
Figure 4.3 Répartition du loup tacheté, de 1980 à 2001 183
Figure 4.4 Répartition du loup atlantique (à rayures), de 1980 à 2001 184
Figure 4.5 Observations de rorquals bleus (de 1975 à 2004) près de la zone de l'évaluation environnementale stratégique du plateau continental du Labrador 187
Figure 4.6 Observations de rorquals communs (de 1945 à 2005) dans la zone de l'évaluation environnementale stratégique du plateau continental du Labrador 190
Figure 4.7 Carte des aires de reproduction, d'hivernage et de mue de l'arlequin plongeur dans la zone de l'évaluation environnementale stratégique du plateau continental du Labrador 192
Figure 4.8 Observations des levés sur les espèces d'oiseaux en péril (de 1966 à 2007) dans la zone de l'évaluation environnementale stratégique du plateau continental du Labrador 194
Figure 4.9 Concentrations printanières de chlorophylle a dans la zone de l'évaluation environnementale stratégique du plateau continental du Labrador 219
Figure 4.10 Concentrations estivales de chlorophylle a dans la zone de l'évaluation environnementale stratégique du plateau continental du Labrador 220
Figure 4.11 Concentrations automnales de chlorophylle a dans la zone de l'évaluation environnementale stratégique du plateau continental du Labrador 221
Figure 4.12 Concentrations hivernales de chlorophylle a dans la zone de l'évaluation environnementale stratégique du plateau continental du Labrador 222
Figure 4.13 Répartition des coraux dans la partie nord de la zone de l'EES du plateau continental du Labrador 230
Figure 4.14 Répartition des coraux dans la partie sud de la zone de l'évaluation environnementale stratégique du plateau continental du Labrador 231
Figure 4.15 Densité des coraux le long de la côte du Labrador 232
Figure 4.16 Richesse en espèces de coraux, de 2003 à 2005 233
Figure 4.17 Répartition des grandes gorgones le long de la côte du Labrador 235
Figure 4.18 Répartition des coraux mous le long de la côte du Labrador 236
Figure 4.19 Richesse en espèces de coraux dans la région du sud-est de la zone de l'évaluation environnementale stratégique du plateau continental du Labrador 237
Figure 4.20 Divisions de l'Organisation des pêches de l'Atlantique Nord-Ouest (OPANO) 239
Figure 4.21 Répartition des espèces de sébastes dans la zone de l'évaluation environnementale stratégique du plateau continental du Labrador 242
Figure 4.22 Migration du saumon atlantique adulte entre l'est de l'Amérique du Nord et le Labrador 246
Figure 4.23 Observations de baleines à fanons (de 1967 à 2006) dans la zone de l'évaluation environnementale stratégique du plateau continental du Labrador 258
Figure 4.24 Observations de baleines à dents (de 1971 à 2006) dans la zone de l'évaluation environnementale stratégique du plateau continental du Labrador 260
Figure 4.25 Observations d'ours polaires (de 1991 à 1997) dans la zone de l'évaluation environnementale stratégique du plateau continental du Labrador 266
Figure 4.26 Enregistrements d'oiseaux de mer (de 1994 à 2005) dans la zone de l'évaluation environnementale stratégique, y compris les alcidés, les océanites, les fulmars et les puffins 272
Figure 4.27 Enregistrements de sternes et de goélands (y compris les mouettes tridactyles) (de 1994 à 2005) dans la zone de l'évaluation environnementale stratégique 274
Figure 4.28 Zone de de l'évaluation environnementale stratégique du plateau continental du

Labrador et divisions 2GHJ de l'OPANO 279
Figure 4.29 Récolte dans les divisions 2GHJ de l'OPANO, de 1985 à 2004, étrangère et nationale 281
Figure 4.30 Composition de la récolte dans les zones unitaires de la zone de l'évaluation environnementale stratégique, de 1986 à 2005.....281
Figure 4.31 Zones unitaires de l'évaluation environnementale stratégique, quantité relative de récolte 284
Figure 4.32 Zone de l'évaluation environnementale stratégique et lieux de récolte géoréférencés, de 2004 à 2006.....285
Figure 4.33 Récolte mensuelle moyenne des zones unitaires 2GHJ de l'OPANO, de 2004 à 2006.....286
Figure 4.34 Répartition des pêches aux crevettes, aux crabes et aux poissons de fond dans la zone de l'évaluation environnementale stratégique 290
Figure 4.35 Total autorisé des captures et des débarquements (en milliers de tonnes) dans les zones unitaires 2J3KL de l'OPANO de 1959 à 2006 pour la morue de l'Atlantique 291
Figure 4.36 Indice de la biomasse de la morue de l'Atlantique dans les divisions 2J3KL 293
Figure 4.37 Taux de mortalité annuel de la morue de l'Atlantique (proportion mourante) calculé au large des divisions 2J3KL.....293
Figure 4.38 Taux de prises normalisés de morue de l'Atlantique provenant de relevés par pêche indicatrice effectués au moyen de filets maillants (mailles de 14 cm [5,5 pouces]) 294
Figure 4.39 Taux de prises normalisés de morue de l'Atlantique provenant de relevés par pêche indicatrice effectués au moyen de filets maillants à petites mailles (8 cm [3,25 pouces]) 294
Figure 4.40 Taux médian de prises de morue de l'Atlantique au filet maillant d'après les journaux de bord des engins fixes.....295
Figure 4.41 Débarquements (en milliers de tonnes) dans les zones unitaires 2GH de l'OPANO de 1953 à 2000 pour la morue de l'Atlantique 296
Figure 4.42 Indice de la biomasse de la morue de l'Atlantique dans les divisions 2GH 297
Figure 4.43 Récolte de morues de l'Atlantique par mois dans les zones unitaires de la zone de l'évaluation environnementale stratégique, moyenne de 2004 à 2006.....297
Figure 4.44 Lieux géoréférencés de récolte de la morue de l'Atlantique, de 2004 à 2006 298
Figure 4.45 Indice de la biomasse des navires de recherche pour le sébaste dans les divisions 2J3K 299
Figure 4.46 Pourcentage des débarquements de sébastes pour les divisions 2GHJ de l'OPANO 300
Figure 4.47 Récolte de sébastes par division de l'OPANO dans les zones unitaires de la zone de l'évaluation environnementale stratégique, moyenne de 2003 à 2006 incluant les rejets.....300
Figure 4.48 Lieux géoréférencés de récolte du sébaste, de 2004 à 2006.....301
Figure 4.49 Récolte de pétoncles par division de l'OPANO dans les zones unitaires de la zone de l'évaluation environnementale stratégique, de 2004 à 2006 303
Figure 4.50 Lieux géoréférencés de récolte de pétoncles d'Islande, de 2004 à 2006..... 304
Figure 4.51 Tendances du total autorisé des captures, des débarquements et de l'effort de pêche du crabe des neiges dans la division 2J.....305
Figure 4.52 Tendances des prises commerciales de crabe des neiges par zone unitaire par rapport à la moyenne à long terme (ligne pointillée) pour la division 2J.....306

Figure 4.53 Tendances des indices de prérecrues de crabe des neiges dans la division 2J 307
Figure 4.54 Évolution des indices de mortalité et du pourcentage de prises rejetées dans la pêche au crabe des neiges de la division 2J 307
Figure 4.55 Récolte de crabes des neiges par mois dans les zones unitaires de la zone de l'évaluation environnementale stratégique, moyenne de 2004 à 2006.....308
Figure 4.56 Lieux géoréférencés de récolte du crabe des neiges, de 2004 à 2006 309
Figure 4.57 Pourcentage de débarquements de crevette nordique dans les divisions 2GHJ de l'OPANO, de 2004 à 2006 310
Figure 4.58 Récolte de la crevette nordique par mois dans les zones unitaires de la zone de l'évaluation environnementale stratégique, moyenne de 2004 à 2006.....311
Figure 4.59 Lieux géoréférencés de récolte de la crevette nordique, de 2004 à 2006 312
Figure 4.60 Prises de crevette nordique (t) dans la zone de pêche à la crevette 4 (zone unitaire 2G de l'OPANO) 313
Figure 4.61 Prises des grands navires par zone unitaire dans la zone de pêche à la crevette 4 314
Figure 4.62 Prises de crevette nordique (t) dans la zone de pêche à la crevette 5 (zone unitaire 2H de l'OPANO) 314
Figure 4.63 Prises des grands navires par zone unitaire dans la zone de pêche à la crevette 5 315
Figure 4.64 Indice de recrutement de crevettes pour la période de 1997 à 2005 (données du relevé de recherche du chenal Cartwright) 315
Figure 4.65 Indices du taux d'exploitation de la zone de pêche à la crevette 5 au cours de la période de 1996 à 2005 316
Figure 4.66 Prises de crevette nordique (t) dans la zone de pêche à la crevette 6 (zone unitaire 2J de l'OPANO) 316
Figure 4.67 Prises des grands et petits bateaux par zone unitaire dans la zone de pêche à la crevette 6 317
Figure 4.68 Indices de biomasse et d'abondance dans la zone de pêche à la crevette 6.....318
Figure 4.69 Indices du taux d'exploitation de la zone de pêche à la crevette 6 au cours de la période de 1996 à 2005 319
Figure 4.70 Pourcentage de débarquements de flétan du Groenland pour les divisions 2GHJ de l'OPANO, de 2004 à 2006 320
Figure 4.71 Récolte de flétan du Groenland par mois dans les zones unitaires de la zone de l'évaluation environnementale stratégique, moyenne de 2004 à 2006.....320
Figure 4.72 Lieux géoréférencés de récolte de flétan du Groenland, de 2004 à 2006 321
Figure 4.73 Prises (ligne) et total autorisé des captures (triangles) de flétan du Groenland dans la sous-zone 2 et les divisions 3KLMNO.....322
Figure 4.74 Estimations du poids moyen stratifié par trait de chalut du flétan du Groenland (de 1978 à 2006) 323
Figure 4.75 Nombre et poids moyen stratifié (kg) par trait de chalut du flétan du Groenland de Campelen (de 1978 à 2006).....324
Figure 4.76 Biomasse moyenne (kg) par trait de chalut du flétan du Groenland (de 1978 à 2006).....325
Figure 4.77 Prises accessoires de flétan du Groenland dans la pêche à la crevette nordique dans la sous-zone 2 et la division 3KL de l'OPANO entre 1996 et 2003.....326
Figure 4.78 Complexes d'ombles chevaliers dans la zone de l'EES du plateau continental du Labrador.....327
Figure 4.79 Récolte d'ombles chevaliers par mois dans les zones unitaires de la zone de

l'évaluation environnementale stratégique, moyenne de 2004 à 2006.....329
Figure 4.80 Tendances de l'abondance des petits et grands saumons atlantiques au Labrador, de 1969 à 2006 330
Figure 4.81 Zones de pêche au saumon du Labrador 331
Figure 4.82 Indice de biomasse des relevés de recherche pour la plie canadienne (barres) dans les divisions 2J3K, de 1978 à 2004, échelle logarithmique (ligne) indiquée à droite 332
Figure 4.83 Estimations de l'abondance des relevés de recherche pour la plie canadienne des divisions 2J3K, de 1978 à 2004 (barres), échelle logarithmique (ligne) indiquée à droite 333
Figure 4.84 Pourcentage de débarquements de plie canadienne pour les divisions 2GHJ de l'OPANO, de 2004 à 2006 333
Figure 4.85 Récolte de plies canadiennes par mois dans les zones unitaires de la zone de l'évaluation environnementale stratégique, moyenne de 2004 à 2006.....334
Figure 4.86 Lieux géoréférencés de récolte de la plie canadienne, de 2004 à 2006 335
Figure 4.87 Biomasse (tonnes) et abondance (milliers) de la plie grise dans la division 2J, levés d'automne 336
Figure 4.88 Nombre et poids moyens (kg) de plie grise par trait de chalut pour les levés d'automne dans la division 2J 336
Figure 4.89 Récolte de morues de roche par mois dans les zones unitaires de la zone de l'évaluation environnementale stratégique, moyenne de 2004 à 2006.....337
Figure 4.90 Récolte de crabes araignées par mois dans les zones unitaires de la zone de l'évaluation environnementale stratégique, moyenne de 2004 à 2006.....338
Figure 4.91 Lieux géoréférencés de récolte du crabe araignée, de 2004 à 2006 339
Figure 4.92 Récolte de buccins par mois dans les zones unitaires de la zone de l'évaluation environnementale stratégique, moyenne de 2004 à 2006 340
Figure 4.93 Zones désignées comme utilisées pour la récolte de la nourriture traditionnelle locale 343
Figure 4.94 Zones sensibles dans la zone de l'EES du plateau continental du Labrador 348
Figure 4.95 Zones prioritaires pour la conservation du corail à Terre-Neuve-et-Labrador 357
Figure 4.96 Zones importantes pour la conservation des oiseaux dans la zone de l'évaluation environnementale stratégique du plateau continental du Labrador.....361
Figure 5.1 Modèle Source-Chemin-Récepteur 365
Figure 5.2 Seuil de pression acoustique pour l'apparition de blessures chez les poissons.375
Figure 5.3 Représentation schématique des zones d'effets potentiels associés aux sons anthropiques sur les mammifères marins 383
Figure 5.4 Trajet des traversiers entre les collectivités de la zone de l'évaluation environnementale stratégique du plateau continental du Labrador et trajet des traversiers entre la zone et Lewisporte, à Terre-Neuve-et-Labrador.....429
Figure 5.5 Transport maritime vers l'Arctique canadien par la mer du Labrador.....430
Figure 5.6 Emplacements et ports visités par les navires de croisière en 2006 et 2007 dans la zone de l'évaluation environnementale du plateau continental du Labrador ..434
Figure 6.1 Zones sensibles dans la zone de l'évaluation environnementale stratégique 451

Liste des tableaux

Tableau 2-1 : Résumé des principales caractéristiques d'une plateforme autoélévatrice et d'un appareil de forage semi-submersible 19
Tableau 2-2 : Dimensions de l'entonnoir souterrain 24
Tableau 2-3 : Caractéristiques acoustiques régionales des cétacés 33
Tableau 2-4 : Comparaison des niveaux de bruit naturels et potentiels liés à l'exploration 34
Tableau 2-5 : Composants typiques des boues de forage et volume des rejets de déblais de forage pour un puits de rejet des Grands Bancs 46
Tableau 2-6 : Composition de ParaDrill-IA 48
Tableau 2-7 : Composition chimique de l'eau produite par les plateformes de la mer du Nord norvégienne 49
Tableau 2-8 : Émissions quotidiennes des principaux contaminants atmosphériques pour le projet, l'appareil de forage consommant 100 barils de carburant par jour 52
Tableau 2-9 : Estimations des rejets annuels de pétrole par source (1990 à 1999) 54
Tableau 2-10 : Catégories de déversements selon l'ampleur 56
Tableau 2-11 : Historique des déversements importants d'hydrocarbures causés par des éruptions de puits de pétrole en mer 57
Tableau 2-12 : Éruptions et déversements des puits extracôtiers fédéraux des États-Unis, de 1972 à 2006 58
Tableau 2-13 : Puits d'exploration et éruptions dans la zone externe du plateau continental du golfe du Mexique des États-Unis et la mer du Nord, de 1980 à 1997 61
Tableau 2-14 : Fréquence des éruptions liées au forage d'exploration dans le golfe du Mexique aux États-Unis et la mer du Nord (de 1980 à 1997) 62
Tableau 2-15 : Fréquence des éruptions liées au forage d'exploration et de développement au fil du temps 62
Tableau 2-16 : Déversements provenant des plateformes dans la zone externe du plateau continental des États-Unis (de 1985 à 1999) 64
Tableau 2-17 : Nombre prévu d'éruptions et de déversements pour la zone de l'EES du plateau continental du Labrador (un puits/an) 65
Tableau 2-18 : Incidents de déversement au large de Terre-Neuve-et-Labrador, de 1997 à 2007 60
Tableau 2-19 : Ampleur des déversements au large de Terre-Neuve-et-Labrador, de 1997 à 2007 61
Tableau 2-20 : Vitesses moyennes et direction du vent 70
Tableau 2-21 : Temps nécessaire pour rejoindre le rivage des déversements exposés aux vents de l'est en eaux libres 74
Tableau 3-1 Emplacements des points de grille SMC50 112
Tableau 3-2 Moyenne mensuelle de la hauteur des vagues, écart-type et hauteur maximale des vagues du point de quadrillage 14986 113
Tableau 3-3 Moyenne mensuelle de la hauteur des vagues, écart-type et hauteur maximale des vagues du point de quadrillage 14710 113
Tableau 3-4 Moyenne mensuelle de la hauteur des vagues, écart-type et hauteur maximale des vagues du point de quadrillage 14434 113
Tableau 3-5 Moyenne mensuelle de la hauteur des vagues, écart-type et hauteur maximale des vagues du point de quadrillage 14161 114
Tableau 3-6 Moyenne mensuelle de la hauteur des vagues, écart-type et hauteur maximale des vagues du point de quadrillage 13893 114
Tableau 3-7 Moyenne mensuelle de la hauteur des vagues, écart-type et hauteur maximale des vagues du point de quadrillage 13643 114
Tableau 3-8 Moyenne mensuelle de la hauteur des vagues, écart-type et hauteur maximale des vagues du point de quadrillage 13408 115

Tableau 3-9 Moyenne mensuelle de la hauteur des vagues, écart-type et hauteur maximale des vagues du point de quadrillage 13194 115
Tableau 3-10 Moyenne mensuelle de la hauteur des vagues, écart-type et hauteur maximale des vagues du point de quadrillage 12995 115
Tableau 3-11 Hauteurs de vagues significatives extrêmes sur 10 ans, 50 ans et 100 ans 116
Tableau 3-12 Moyenne mensuelle de la vitesse du vent, écart-type et vitesse maximale du vent du point de quadrillage 14986.....117
Tableau 3-13 Moyenne mensuelle de la vitesse du vent, écart-type et vitesse maximale du vent du point de quadrillage 14710.....117
Tableau 3-14 Moyenne mensuelle de la vitesse du vent, écart-type et vitesse maximale du vent du point de quadrillage 14434.....117
Tableau 3-15 Moyenne mensuelle de la vitesse du vent, écart-type et vitesse maximale du vent du point de quadrillage 14161.....118
Tableau 3-16 Moyenne mensuelle de la vitesse du vent, écart-type et vitesse maximale du vent du point de quadrillage 13893.....118
Tableau 3-17 Moyenne mensuelle de la vitesse du vent, écart-type et vitesse maximale du vent du point de quadrillage 13643.....118
Tableau 3-18 Moyenne mensuelle de la vitesse du vent, écart-type et vitesse maximale du vent du point de quadrillage 13408.....119
Tableau 3-19 Moyenne mensuelle de la vitesse du vent, écart-type et vitesse maximale du vent du point de quadrillage 13194.....119
Tableau 3-20 Moyenne mensuelle de la vitesse du vent, écart-type et vitesse maximale du vent du point de quadrillage 12995.....119
Tableau 3-21 Vitesses extrêmes du vent sur 10 ans, 50 ans et 100 ans.....120
Tableau 3-22 Mesures des courantomètres amarrés sur le plateau continental du Labrador et le talus avant 1980.....124
Tableau 3-23 Mesures des courantomètres amarrés du programme d'été de 1980 de Petro-Canada, de juillet à octobre 1980, durée moyenne de 70 jours.....125
Tableau 3-24 Composantes de la marée M_2 et S_2 au large du Labrador.....127
Tableau 3-25 Températures mensuelles de l'air pour Saglek (de 1955 à 1958).....129
Tableau 3-26 Températures mensuelles de l'air pour Hebron (de 1947 à 1957) 130
Tableau 3-27 Températures mensuelles de l'air pour Nutak (de 1948 à 1953) 130
Tableau 3-28 Températures mensuelles de l'air pour Nain (de 1926 à 2003) 130
Tableau 3-29 Températures mensuelles de l'air pour Makkovik (de 1983 à 2003).....131
Tableau 3-30 Températures mensuelles de l'air pour Hopedale (de 1942 à 1984).....131
Tableau 3-31 Températures mensuelles de l'air pour le cap Harrison (de 1943 à 1961).....131
Tableau 3-32 Températures mensuelles de l'air pour Cartwright (de 1934 à 2003).....132
Tableau 3-33 Températures mensuelles de l'air pour Mary's Harbour (de 1983 à 1998).....132
Tableau 3-34 Lignes directrices de base concernant le refroidissement éolien 133
Tableau 3-35 Données sur la vitesse de dérive de la glace de mer provenant de diverses sources 151
Tableau 3-36 Répartition de la taille des floes pour la glace de première année.....152
Tableau 3-37 Épaisseurs des glaces du lac Melville et de la mer du Labrador.....153
Tableau 3-38 Quilles de glace avec les 25 plus grands tirants d'eau glaciels pendant la saison des glaces 2002-2003 au banc Makkovik.....153
Tableau 3-39 Quilles de glace avec les 25 plus grands tirants d'eau glaciels pendant la saison des glaces 2004-2005 au banc Makkovik.....154

Tableau 3-40 Superficie des floes pluriannuels 154
Tableau 3-41 Caractéristiques de la dérive des icebergs d'après les rapports sur les emplacements de puits 159
Tableau 3-42 Données sur les classe de taille provenant des levés aériens de la Patrouille internationale des glaces 162
Tableau 3-43 Caractéristiques d'affouillement dans l'analyse des données de Makkovik 166
Tableau 3-44 Types de caractéristiques d'affouillement dans l'ensemble des données d'affouillement de Makkovik 166
Tableau 3-45 Variation de la profondeur du profil d'affouillement en fonction de la profondeur de l'eau 167
Tableau 3-46 Variation de la profondeur moyenne du profil d'affouillement en fonction de la profondeur de l'eau et du type de sédiment 168
Tableau 3-47 Variation de la largeur de l'affouillement en fonction de la profondeur de l'eau 169
Tableau 3-48 Statistiques sur la longueur de l'affouillement par site 169
Tableau 3-49 Rampe d'affouillement par site 172
Tableau 3-50 Répartition de la profondeur des fosses et des diamètres effectifs en fonction de la profondeur de l'eau 173
Tableau 3-51 Profondeur des fosses par type de sol 173
Tableau 3-52 Largeur d'incision des fosses par type de sol 173
Tableau 4-1 Espèces dans la zone de l'évaluation environnementale stratégique du plateau continental du Labrador avec les désignations de l'annexe 1 de la *Loi sur les espèces en péril* 181
Tableau 4-2 Espèces dans la zone de l'évaluation environnementale stratégique du plateau continental du Labrador avec les désignations du Comité sur la situation des espèces en péril au Canada 200
Tableau 4-3 Communautés d'algues générales dans les zones intertidales et subtidales de la côte du Labrador 212
Tableau 4-4 Phytoplancton commun dans la zone de l'évaluation environnementale stratégique du plateau continental du Labrador 217
Tableau 4-5 Espèces de coraux dans la zone de l'évaluation environnementale stratégique du plateau continental du Labrador 234
Tableau 4-6 Périodes de fraie des espèces commerciales de poissons, de mollusques et de crustacés dans la zone de l'évaluation environnementale stratégique 255
Tableau 4-7 Période de l'année durant laquelle le stade de vie pélagique/sensible est présent dans la colonne d'eau à l'intérieur de la zone de l'évaluation environnementale stratégique 256
Tableau 4-8 Espèces d'oiseaux associées au milieu marin connues dans la zone de l'évaluation environnementale stratégique 268
Tableau 4-9 Stratégie de recherche de nourriture et régime alimentaire des oiseaux de mer connus dans la zone de l'évaluation environnementale stratégique 270
Tableau 4-10 Stratégie de recherche de nourriture et régime alimentaire des oiseaux d'eau et des huards connus dans la zone de l'évaluation environnementale stratégique 273
Tableau 4-11 Récolte nationale par espèce, zones unitaires de la zone de l'évaluation environnementale stratégique, moyenne de 2004 à 2006 282
Tableau 4-12 Récolte nationale par zone unitaire par espèce, moyenne de 2004 à 2006 283
Tableau 4-13 Récolte nationale par taille de navire, moyenne de 2004 à 2006 286

Tableau 4-14 Récolte nationale par navire du port d'attache, moyenne de 2004 à 2006.....287
Tableau 4-15 Récolte dans les zones unitaires 2GHJ de l'OPANO par type d'engin, moyenne de 2004 à 2006 288
Tableau 4-16 Prises de morue de l'Atlantique dans les divisions 2J3KL de l'OPANO 291
Tableau 4-17 Quotas de hareng de l'Atlantique pour la division 2J, 2007 302
Tableau 4-18 Vie marine dans la zone de la baie Gilbert 353
Tableau 4-19 Espèces de poissons dans la région du chenal Hawke 355
Tableau 4-20 Espèces d'oiseaux connues dans les zones importantes pour la conservation des oiseaux du Labrador.....362
Tableau 5-1 Observations des macro-invertébrés marins exposés à des manchons pneumatiques à une distance rapprochée.....370
Tableau 5-2 Observations des stades de vie planctoniques de poissons, de mollusques et de crustacés exposés à des canons à air sismiques à distance rapprochée 373
Tableau 5-3 Gamme de fréquences et durée des sons produits par plusieurs espèces de baleines à fanons 384
Tableau 5-4 Rejets de boues de forage et de déblais associés à des scénarios typiques de forage.....394
Tableau 5-5 Données de validation des eaux produites sur le terrain 403
Tableau 5-6 Ports d'escale à Terre-Neuve-et-Labrador pour les croisières au Labrador.....432

LISTE D'ACRONYMES

ACPP	Association canadienne des producteurs pétroliers
ADCP	Profileur de courant à effet Doppler
ALP	Agent de liaison des pêches/UCN
AMNC	Aire marine nationale de conservation
BBE	Boue à base d'eau
BBH	Boue à base d'huile
BBPS	Boue à base de produit synthétique
BOP	Bloc obturateur de puits
CCCEP	Conseil canadien pour la conservation des espèces en péril
CCRH	Conseil pour la conservation des ressources halieutiques
CECOM	Modèle couplé glace océans de la côte Est du Canada
CGC	Commission géologique du Canada
CITES	Convention sur le commerce international des espèces de faune et de flore sauvages en voie de disparition
CNRC	Conseil national de recherches du Canada
COSEPAC	Comité sur la situation des espèces en péril au Canada
COV	Composé organique volatil
C-TNLOHE	Office Canada–Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers
CVE	Composante valorisée de l'écosystème
DGOC	Division de la gestion des océans et des côtes
DTDE	Directives sur le traitement des déchets extracôtiers
E et P	Exploration et production
EES	Évaluation environnementale stratégique
ESM	Échosondeur multifaisceaux
FEE	Fonds pour l'étude de l'environnement
FFS	Fluide de forage synthétique
FJG	Fugro Jacques Geosurveys
FPSO	Unité flottante de production, stockage et déchargement en mer
GEAC	Conseil des allocations aux entreprises d'exploitation du poisson de fond

GM	Golfe du Mexique aux États-Unis
IAA	Institut de l'Arctique et de l'Antarctique
IOB	Institut océanographique de Bedford
LCEE	*Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*
LEP	Loi sur les espèces en péril
MMS	Minerals Management Service des États-Unis
MPO	Pêches et Océans Canada
NAMMCO	North Atlantic Marine Mammal Commission
NAS	National Academy of Sciences des États-Unis
NIC	National Ice Centre des États-Unis
NLDFA	Ministère des Pêches et de l'Aquaculture de Terre-Neuve-et-Labrador
NMFS	National Marine Fisheries Service des États-Unis
NOAA	National Oceanic and Atmospheric Administration des États-Unis
OGP	International Association of Oil and Gas Producers
ONE	Office national de l'énergie
OPANO	Organisation des pêches de l'Atlantique Nord-Ouest
PAL	Provincial Aerospace Limited
PSV	Profil sismique vertical
SAR	Radar à synthèse d'ouverture
SCF	Service canadien de la faune
SCG	Service canadien des glaces
SEA	Service de l'environnement atmosphérique
SFIB	Système de forage d'îlots de béton
SG	Structure gravitaire
SGPCM	Système de gestion des produits chimiques en mer
SMM	Station météorologique en mer
SPG	Sonar de profilage de la glace
TAC	Total autorisé des captures
UMFM	Unité mobile de forage en mer
UMPM	Unité mobile de production en mer

USFWS	Fish and Wildlife Services des États-Unis
UXO	Munitions explosives non explosées
VHRR	Radiomètre à très haute résolution
ZEP	Zone d'exclusion des pêches
ZICO	Zone importante pour la conservation des oiseaux
ZPC	Zone de pêche à la crevette
ZPM	Zone de protection marine

LISTE DES UNITÉS DE MESURE

B	Baril
Gb	Milliard de barils (10^9)
cm/s	Centimètre par seconde
dB	Décibel
Hz	Hertz
kHz	Kilohertz
kJ	Kilojoule
km	Kilomètre
km/h	Kilomètre par heure
km^2/an	Par kilomètre carré et par an
L	Litre
m	Mètre
m/s	Mètre par seconde
Mb	Million de barils (10^6)
ms	Milliseconde
NM	Mille marin
lb/po²	Livres par pouce carré
Tpi^3	Mille millards de pieds cubes

1.0 INTRODUCTION

Le Canada-Terre-Neuve-et-Labrador Office des hydrocarbures extracôtiers (C-TNLOHE) est chargé de la gestion des ressources pétrolières dans la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador, pour le compte du gouvernement du Canada et du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador. La *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada – Terre-Neuve* et la *Canada-Newfoundland and Labrador Atlantic Accord Implementation Newfoundland and Labrador Act* (les lois de mise en œuvre), administrées par le C-TNLOHE, régissent toutes les activités pétrolières dans la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador. Le mandat du C-TNLOHE est d'interpréter les dispositions des lois de mise en œuvre et de les appliquer à toutes les activités des exploitants de la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador, et de veiller à ce que les exploitants respectent ces dispositions réglementaires. En s'acquittant de son mandat, le C-TNLOHE a pour rôle de faciliter l'exploration et la mise en valeur des ressources en hydrocarbures de la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador d'une manière qui respecte les dispositions réglementaires en matière de :

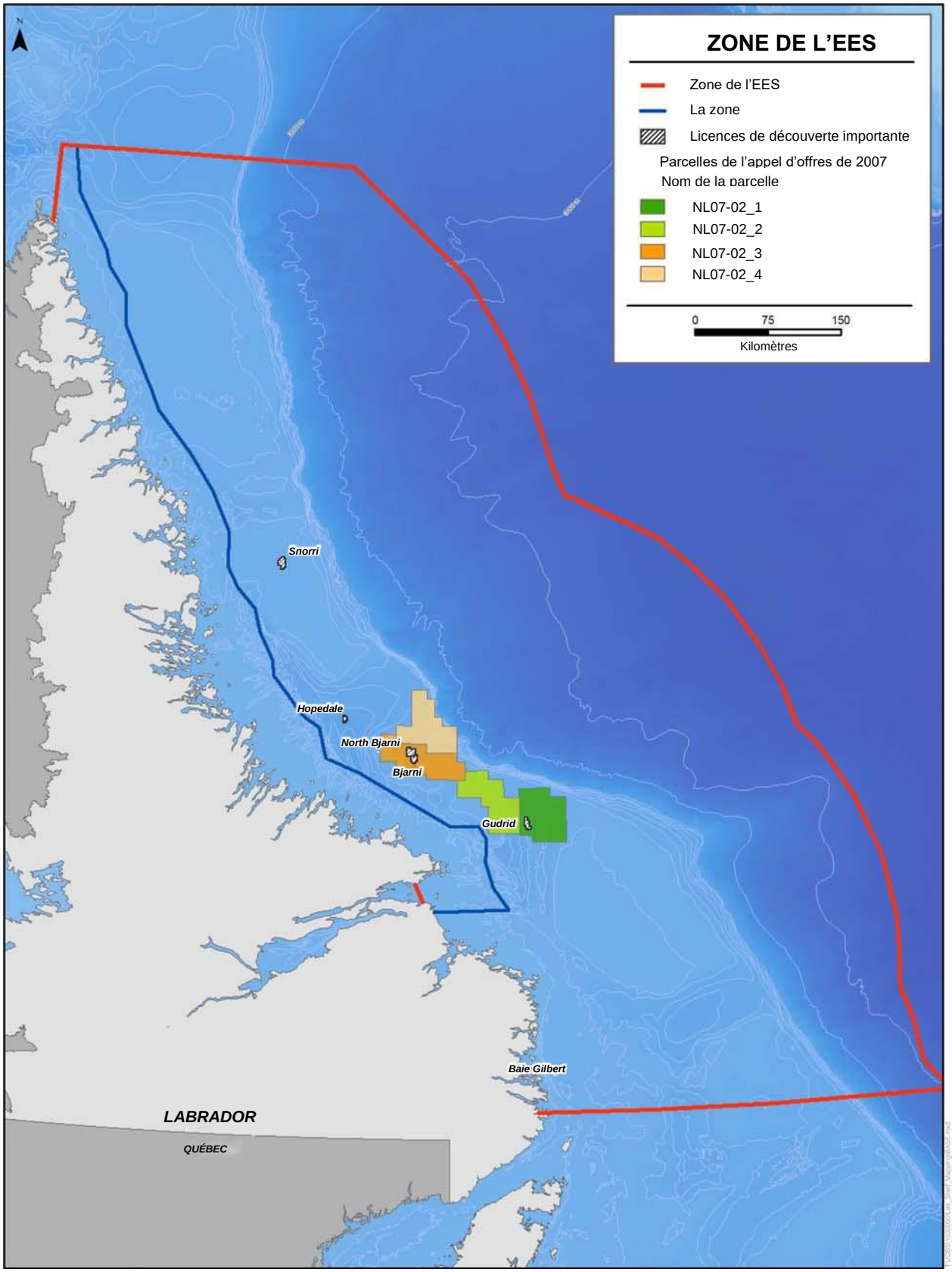
- sécurité des travailleurs;
- protection et sécurité de l'environnement;
- gestion efficace du régime foncier;
- récupération et mise en valeur maximales des hydrocarbures;
- retombées économiques pour le Canada et pour Terre-Neuve-et-Labrador.

Bien que la loi n'ait pas donné préséance à certains aspects de son mandat, l'Office place la sécurité des travailleurs et la protection de l'environnement au premier plan dans toutes ses décisions.

Ce document présente une évaluation environnementale stratégique (EES) des activités d'exploration et de production qui pourraient avoir lieu dans la zone extracôtière du plateau continental du Labrador (figure 1.1). L'EES sert de document de planification pour aider le C-TNLOHE dans son processus de décision concernant les zones qui peuvent ou non convenir à l'exploration extracôtière ou les zones qui peuvent nécessiter des mesures d'atténuation spéciales. L'EES donnera un aperçu de l'environnement actuel, décrira dans les grandes lignes les effets environnementaux potentiels liés aux activités pétrolières et gazières en mer menées dans la zone de l'EES, cernera les contraintes relatives aux connaissances et aux données, mettra en relief les préoccupations et énoncera des recommandations en vue des mesures d'atténuation et de planification. L'EES fournit une évaluation environnementale à grande échelle qui tient compte du contexte écologique dans son ensemble. En tant que telle, l'EES du plateau continental du Labrador n'est pas destinée, en partie ou en totalité, à exclure les exigences d'une évaluation environnementale propre au projet.

L'expression « zone extracôtière » ou « zone » désigne la zone relevant de la compétence administrative du C-TNLOHE, telle que définie dans les lois de mise en œuvre, à savoir les « zones sous-marines qui s'étendent au-delà de la laisse de basse mer de la province jusqu'aux limites fixées par règlement ou, en l'absence de tel règlement, jusqu'au rebord externe de la marge continentale, ou jusqu'à deux cents milles marins des lignes de base à partir desquelles est mesurée la largeur de la mer territoriale canadienne là où le rebord de la marge continentale se trouve à une distance inférieure. »

Figure 1.1 : Zone de l'évaluation environnementale stratégique – zone extracôtière du plateau continental du Labrador



1.1 Établissement de la portée

Le C-TNLOHE a la responsabilité, en vertu des lois de mise en œuvre, de veiller à ce que les activités pétrolières et gazières en mer se déroulent dans le respect de l'environnement. En 2002, le C-TNLOHE a décidé de réaliser un ensemble d'EES dans certaines parties de la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador, qui sont susceptibles de donner lieu à des activités d'exploration pétrolière et gazière extracôtières, mais qui n'avaient pas été soumises à une EES récente ni à des évaluations propres à un site récentes et approfondies.

Le C-TNLOHE a établi l'exigence d'une EES pour une zone au large du Labrador connue sous le nom de « zone extracôtière du plateau continental du Labrador ». Dans le cadre de la préparation d'une EES pour la zone de l'EES, un document d'établissement de la portée (annexe A) a été rédigé par le personnel du C-TNLOHE avec l'aide d'un groupe de travail (C-TNLOHE, 2007). Le groupe de travail est composé de 10 membres représentant des organismes gouvernementaux fédéraux et provinciaux, des conseils locaux de développement économique régional, l'industrie de la pêche et des organisations non gouvernementales. Il est coprésidé par le C-TNLOHE et le gouvernement du Nunatsivaut.

Les activités d'exploration prises en compte dans le cadre de cette EES comprennent le forage d'exploration et de délimitation; les levés sismiques, y compris les levés bidimensionnels (2D) et tridimensionnels (3D), les levés de profils sismiques verticaux (PSV) et les levés de géorisques; et les activités de cessation d'exploitation des puits. Des types génériques d'installations de production potentielles qui pourraient être utilisées pour la zone de l'EES ont été déterminés et une discussion d'ordre général de l'interaction entre le projet et l'environnement est incluse.

Les limites spatiales de la zone de l'EES sont indiquées à la figure 1.1. La limite temporelle correspond aux activités pétrolières et gazières décrites ci-dessus qui pourraient avoir lieu dans la zone de l'EES au cours des 10 prochaines années. Le rapport sera révisé dans cinq ans afin de déterminer si des mises à jour sont nécessaires.

1.2 Objectifs et but de l'évaluation environnementale stratégique de la zone extracôtière du plateau continental du Labrador

L'EES a été définie comme suit :

> [L]e processus officialisé, systématique et complet d'évaluation des impacts environnementaux d'une politique, d'un plan ou d'un programme et de ses solutions de rechange […] et l'utilisation des résultats dans […] la prise de décision (Therivel et coll., 1992 : 19-20)

L'EES représente une approche plus large et plus proactive de l'évaluation et de la gestion des effets environnementaux que les évaluations environnementales propres à un projet traditionnelles. Une EES :

- permet de cibler et de traiter les questions environnementales dès les premières étapes de la planification, et se concentre généralement sur les préoccupations environnementales à « l'échelle régionale »;
- peut faciliter la prise en compte des questions et des préoccupations des parties prenantes dès le début du processus de planification, et permet de démontrer la responsabilité et la diligence raisonnable lors de la prise de décision;

- peut également permettre de définir les composantes environnementales et les effets potentiels qui pourraient devoir être pris en compte dans des évaluations environnementales propres à un projet ultérieures en ciblant les principaux problèmes environnementaux associés à un secteur particulier ou à une région particulière.

Dans ce cas particulier, les renseignements provenant de l'EES aideront le C-TNLOHE à :

- déterminer si un permis d'exploration doit être offert en tout ou en partie dans la zone de l'EES;
- déterminer les mesures d'atténuation ou les restrictions qui devraient être appliquées aux activités d'exploration pétrolière et gazière en mer dans la zone de l'EES;
- déterminer s'il convient ou non de délivrer un permis d'exploration (en vertu des lois de mise en œuvre) en tout ou en partie dans la zone de l'EES.

Un permis d'exploration confère (C-TNLOHE, 2006a) :

- le droit d'explorer et le droit exclusif de forer et d'effectuer des tests afin de trouver du pétrole;
- le droit exclusif de développer ces parties de la zone extracôtière afin de produire du pétrole;
- le droit exclusif, sous réserve du respect des autres dispositions des lois de mise en œuvre, de déposer une demande de permis de production.

Les activités qui peuvent être associées aux permis d'exploration comprennent :

- les levés sismiques et autres levés géophysiques;
- le forage de puits (puits d'exploration ou de délimitation);
- les activités de cessation d'exploitation des puits.

Si un ou plusieurs programmes de forage exploratoire permettent de repérer des gisements de pétrole qui présentent des possibilités commerciales, on peut alors entreprendre des activités de production. Les activités de production peuvent comprendre :

- le forage de puits (puits de délimitation, de développement/production et d'injection);
- l'installation et l'exploitation d'équipement sous-marin;
- l'installation et l'exploitation des installations de production;
- les activités de cessation d'exploitation.

Chacune des activités d'exploration et de production nécessite une approbation du C-TNLOHE, ce qui comprend une évaluation propre au projet des effets environnementaux connexes, conformément à la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCEE). L'EES de la zone extracôtière du plateau continental du Labrador n'est pas destinée à remplacer l'exigence d'évaluations environnementales propres au projet et ne le fera pas.

Plus de précisions sur les différentes licences se trouvent dans la section 1.4.

1.3 Composantes valorisées de l'écosystème

La portée du projet englobe les composantes et les activités envisagées aux fins d'une EES. L'exercice d'établissement de la portée réalisé dans le cadre de cette évaluation environnementale comprenait :

- un examen de l'ébauche du document d'établissement de la portée publié par le C-TNLOHE (2007);
- la consultation des communautés concernées, des organismes de réglementation et des autres parties prenantes;
- un examen des renseignements disponibles sur l'environnement biologique et physique existant de la zone de l'EES;
- un examen de la réglementation et des lignes directrices pertinentes liées aux activités d'exploration en mer;
- le jugement professionnel de l'équipe chargée de l'étude.

Des représentants des principales communautés, des organismes gouvernementaux, des représentants de l'industrie de la pêche et d'autres parties prenantes ont été consultés dans le cadre du processus d'établissement de la portée, afin de discuter de l'EES proposée, d'obtenir des renseignements sur l'environnement existant et de cibler tout problème environnemental potentiel pouvant être associé aux activités d'exploration et de production en mer dans la zone de l'EES.

Il est généralement reconnu qu'une EES doit mettre l'accent sur les composantes de l'environnement qui sont valorisées par la société ou qui peuvent servir d'indicateurs de changements environnementaux et qui sont de la plus haute importance quant à la décision finale concernant l'acceptabilité environnementale des activités d'exploration et de production en mer de la zone de l'EES. Ces composantes sont connues sous le nom de « composantes valorisées de l'écosystème » (CVE).

D'après les résultats de l'établissement de la portée décrite ci-dessus, les CVE suivantes sont prises en compte dans cette EES :

- les invertébrés et l'habitat connexe;
- les poissons marins et l'habitat du poisson connexe;
- les pêches commerciales;
- les oiseaux marins;
- les mammifères marins et les tortues de mer;
- les espèces en péril;
- les zones sensibles et les activités connexes de tourisme et de loisirs.

La justification de la sélection de ces CVE est présentée ci-dessous.

- **Invertébrés et habitat des invertébrés :** La pêche commerciale est un élément important de l'histoire de Terre-Neuve-et-Labrador, ainsi que de son environnement socioculturel et économique actuel. Les invertébrés et leur habitat jouent un double rôle : les invertébrés peuvent constituer un produit de pêche important ou faire partie intégrante de l'écosystème marin. Bien qu'ils soient examinés séparément des poissons et de leur habitat, il existe un lien évident entre eux.
- **Poissons marins et habitat des poissons :** Les poissons et leur habitat, dont dépend la pêche, sont des éléments importants dans l'évaluation environnementale des activités qui peuvent influencer le milieu marin.
- **Pêches commerciales :** Les pêches commerciales ont été choisies comme composante valorisée de l'écosystème (CVE) car, historiquement, la pêche a joué un rôle important dans l'économie de Terre-Neuve-et-Labrador et a contribué à définir une grande partie du caractère

de la province. La pêche demeure une partie intégrante de l'économie de Terre-Neuve-et-Labrador.

- **Oiseaux marins :** L'environnement au large de Terre-Neuve-et-Labrador accueille toute l'année une multitude d'oiseaux marins. Les oiseaux marins constituent un élément clé de l'environnement biologique et social de Terre-Neuve-et-Labrador. Ils sont importants sur le plan social, culturel, économique, esthétique, écologique et scientifique.
- **Mammifères marins et tortues de mer :** Les baleines et les phoques sont des éléments clés de l'environnement biologique et social de Terre-Neuve-et-Labrador. Bien que certaines espèces de tortues de mer puissent être rares dans la zone de l'EES, elles sont considérées comme une CVE en raison du statut de certaines espèces en voie de disparition et menacées.
- **Espèces en péril :** Certaines espèces d'oiseaux marins, de poissons, de mammifères marins et de tortues de mer sont protégées par la *Loi sur les espèces en péril* (LEP). Les espèces en péril sont considérées comme des CVE en raison des préoccupations réglementaires et en reconnaissance de leur statut de protection en vertu de la LEP.
- **Zones sensibles :** Les zones sensibles sont évaluées, car elles peuvent constituer un habitat important pour les invertébrés, les poissons, les oiseaux marins, les mammifères marins, les tortues de mer et les espèces en péril. En outre, ces zones sont souvent la pierre angulaire sur laquelle repose une variété d'activités touristiques et récréatives.

Ces sept CVE représentent les composantes environnementales clés qui sont examinées dans ce document. Cette EES examine les effets environnementaux potentiels associés aux activités d'exploration et de production en mer pour chacune de ces CVE. Les contraintes relatives aux données et les mesures d'atténuation suggérées sont indiquées le cas échéant.

1.4 Licences et permis

Il existe trois types de licences et permis : les permis d'exploration, les licences de découverte importante et les permis de production délivrés par le C-TNLOHE. Les sections suivantes donnent un aperçu général des exigences pour chaque licence ou permis.

1.4.1 Permis d'exploration

Un permis d'exploration confère le droit d'explorer et le droit exclusif de forer et d'effectuer des tests afin de trouver du pétrole; le droit exclusif de mettre en valeur les parties de la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador afin de produire du pétrole; et le droit exclusif, sous réserve du respect des autres dispositions des lois de mise en œuvre, d'obtenir un permis de production (C-TNLOHE, 2006a).

La durée d'un permis d'exploration ne doit pas dépasser neuf ans et il ne doit pas être prolongé ou renouvelé par la suite. Dans la zone extracôtière, les permis d'exploration ont une durée maximale de neuf ans, généralement constituée de deux périodes consécutives de cinq ans (première période) et de quatre ans (deuxième période). Le titulaire est tenu de forer ou de forer par battage un puits d'exploration et de poursuivre avec diligence ses activités au plus tard à la date de fin de la première période comme condition préalable à l'obtention des droits de propriété à la deuxième période. Le défaut de respecter cette condition entraînera la réversion du permis à la Couronne.

Si l'exigence du permis d'exploration applicable à la première période est remplie, le titulaire a le droit d'obtenir les droits de propriété à la deuxième période. La seule exigence applicable à la deuxième période est le paiement, à l'avance, des loyers annuels.

1.4.2 Licence de découverte importante

Un programme de forage qui a donné lieu à une découverte importante donne droit au titulaire à une

licence de découverte importante (C-TNLOHE, 2006a). Une découverte importante est définie dans les lois de mise en œuvre comme suit :

> une découverte faite par le premier puits qui, pénétrant une structure géologique particulière, y met en évidence, d'après des essais d'écoulement, l'existence d'hydrocarbures et révèle, compte tenu de facteurs géologiques et techniques, l'existence d'une accumulation de ces substances offrant des possibilités de production régulière.

Une licence de découverte importante est le « titre » documentaire par lequel un propriétaire intéressé peut continuer à détenir des droits sur une zone découverte pendant que l'on détermine l'étendue de cette découverte et si elle a le potentiel de faire l'objet d'activités de production commerciale à l'avenir. Une licence de découverte importante prend effet à la date de la demande et reste en vigueur tant que la déclaration de découverte importante pertinente est en vigueur, ou jusqu'à ce qu'un permis de production soit délivré pour les terres concernées.

1.4.3 Permis de production

Le titulaire a droit à un permis de production dès qu'une découverte commerciale a été déclarée (C-TNLOHE, 2006a). Une découverte commerciale est définie comme suit :

> Découverte de réserves d'hydrocarbures suffisantes pour justifier les investissements et les travaux nécessaires à leur mise en production.

Un permis de production confère le droit d'explorer et le droit exclusif de forer et d'effectuer des tests afin de trouver du pétrole; le droit exclusif d'exploiter ces parties de la zone extracôtière afin de produire du pétrole; le droit exclusif de produire du pétrole à partir de ces parties de la zone extracôtière; et la propriété du pétrole ainsi produit. Un permis de production entre en vigueur à la date de sa délivrance pour une durée de 25 ans ou pour la période pendant laquelle les activités de production commerciale se poursuivent.

1.5 Appel d'offres

Le C-TNLOHE lance normalement une demande de désignations officielle pour l'exploration chaque année, à l'automne. Cette demande de désignations est une étape préliminaire avant la tenue d'un appel d'offres concurrentiel en donnant aux parties intéressées la possibilité de proposer des terres d'intérêt qui seront incluses dans un appel d'offres ultérieur. Le C-TNLOHE n'est pas tenu de procéder à un appel d'offres pour les terres proposées, et un candidat n'est pas non plus obligé de soumissionner sur des terres proposées et incluses dans un appel d'offres ultérieur. Le C-TNLOHE a également le droit de désigner de son propre chef des terres à inclure dans un appel d'offres.

Chaque année, le C-TNLOHE soumet aux ministres provinciaux et fédéraux un plan décrivant les décisions qu'il prévoit de prendre au cours de l'année concernant les appels d'offres à approuver. Les terres qui sont désignées peuvent être considérées comme incluses dans le plan d'intérêts. Le C-TNLOHE lance un appel d'offres, après avoir reçu l'approbation du ministre, qui commence normalement au début du mois de mars et se termine à la fin du mois de novembre. Dans ce cas, l'appel d'offres prendra fin en août 2008 pour permettre l'achèvement de l'EES. Les permis d'exploration seront probablement délivrés aux soumissionnaires retenus dans les 45 jours suivant la clôture de l'appel d'offres.

Cette EES soutiendra le processus d'appel d'offres pour les parcelles 1, 2, 3 et 4 indiquées à la figure 1.1 et pour toutes les parcelles qui feront l'objet d'un appel d'offres dans la zone du plateau continental du Labrador.

1.6 Historique des activités pétrolières et gazières dans la zone extracôtière du plateau continental du Labrador

L'intérêt pour le pétrole et le gaz au large du Labrador remonte à la fin des années 1960. À cette époque, plusieurs sociétés de l'industrie pétrolière et gazière ont acquis des permis d'exploration dans la zone du plateau continental du Labrador. Le forage dans la zone a commencé en 1971 et s'est poursuivi de façon intermittente jusqu'en 1983. Le schéma de forage de cette période, au cours de laquelle 28 puits ont été forés, est illustré à la figure 1.2. Ce forage précoce a révélé la présence de 4,2 mille milliards de pieds cubes (Tpi^3) de gaz naturel récupérable dans cinq puits distincts, ce qui a démontré la présence d'un système pétrolier dans la zone. L'emplacement des puits qui ont révélé ces découvertes (et leurs volumes individuels) est indiqué à la figure 1.3.

Figure 1.2 : Historique du forage dans la zone de l'évaluation environnementale stratégique du plateau continental du Labrador (de 1970 à 1983)

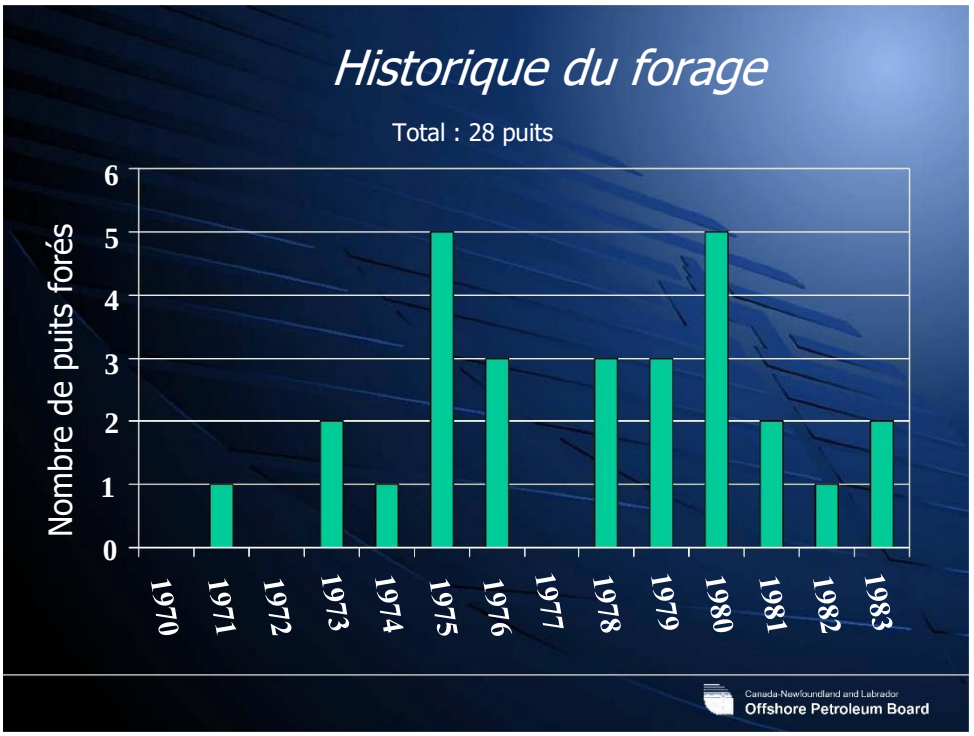
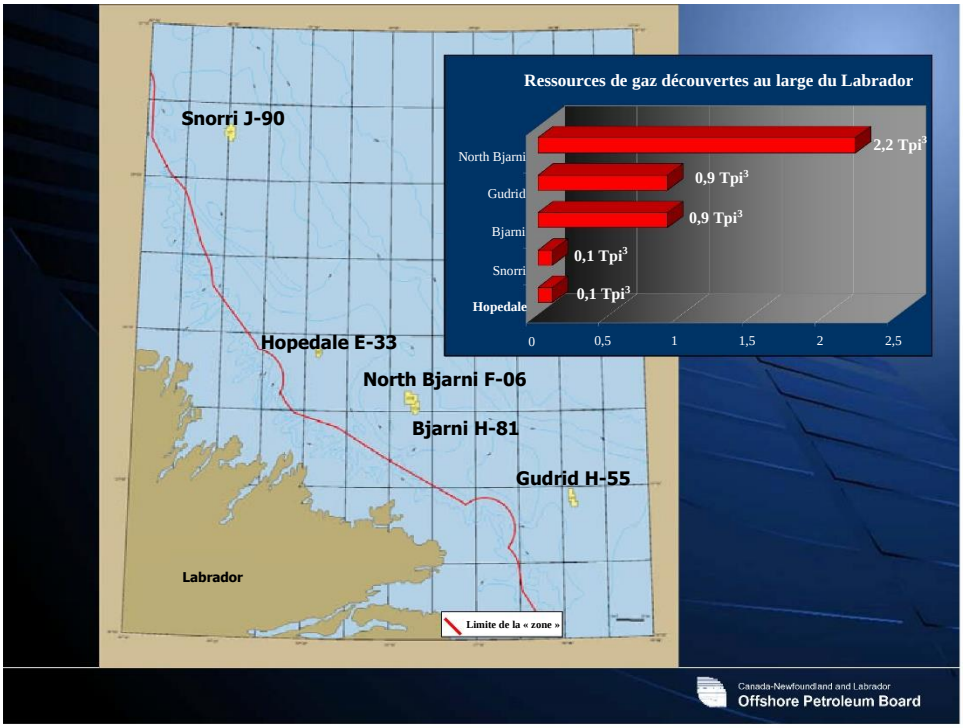
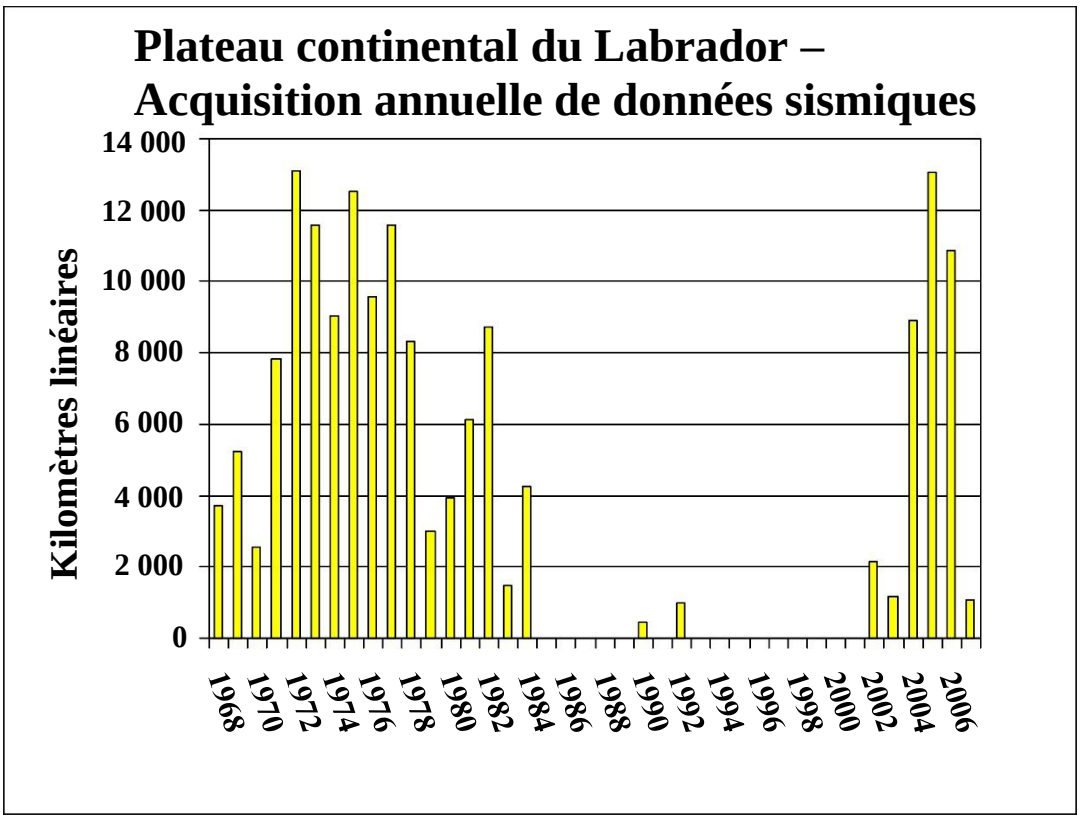


Figure 1.3 : Puits d'exploration de la zone de l'évaluation environnementale stratégique du plateau continental du Labrador et ressources de gaz connexes


Ressources de gaz découvertes au large du Labrador
North Bjarni
Gudrid
Bjarni
Snorri
Hopedale
2,2 Tpi3
0,9 Tpi3
0,9 Tpi3
0,1 Tpi3
0,1 Tpi3
0
0,5
1
1,5
2
2,5
Snorri J-90
Hopedale E-33
North Bjarni F-06
Bjarni H-81
Gudrid H-55
Labrador
Limite de la « zone »
Canada-Newfoundland and Labrador
Offshore Petroleum Board

Dans les années 1970 et 1980, l'exploration s'est concentrée sur le pétrole. Les principales découvertes de l'époque étant du gaz, aucun développement ou forage supplémentaire n'a eu lieu dans la région depuis 1983. Toutefois, la demande croissante d'énergie propre dans l'est des États-Unis et au Canada crée une tendance à la hausse des prix des matières premières. Cette demande et ces prix, complétés par l'émergence de nouvelles technologies de production et de transport en eaux océaniques froides (transporteurs de gaz naturel comprimé [GNC], de gaz naturel liquéfié [GNL] et de gaz transformé en liquide [GTL]) et par des découvertes et des caractéristiques géologiques favorables, ouvrent la voie à un nouveau cycle de forage d'exploration des ressources de gaz du Labrador. L'acquisition annuelle de données sismiques de 1968 à 2007 est présentée à la figure 1.4. Il convient de noter que l'activité a été très faible de 1984 à 2002, mais qu'elle a repris considérablement de 2002 à 2007.

Figure 1.4 : Acquisition de données sismiques dans la zone de l'évaluation environnementale stratégique du plateau continental du Labrador (km)



1.7 Consultations

Les consultations ont commencé par une lettre de présentation du projet et du processus d'EES de la part de M. Max Ruelokke, président-directeur général du C-TNLOHE, à la Nation innue, au gouvernement du Nunatsiavut, à la Nation des Métis du Labrador et à un certain nombre d'intervenants réglementaires. Une copie de cette lettre et de ses destinataires figure à l'annexe B.

Des consultations ont été menées auprès des communautés, des groupes d'intérêt, des organismes de réglementation, des représentants de l'industrie de la pêche et des groupes autochtones. En ce qui concerne ces derniers, un exercice distinct de collecte des connaissances traditionnelles a été entrepris. Avant la tenue de ces consultations, un avis de réunions publiques a été établi. Les avis et

la liste des intervenants sont fournis à l'annexe C.

Des séances de consultation ont eu lieu sur la côte nord du Labrador pendant la semaine du 29 octobre 2007. Des séances ont eu lieu à Nain, à Natuashish, à Hopedale, à Postville et à Makkovik. En raison du mauvais temps, la séance qui devait avoir lieu à Rigolet a été reportée au 5 décembre 2007. Des séances sur la côte sud du Labrador ont eu lieu pendant les semaines du 12 novembre 2007 et du 12 mai 2008 à Mary's Harbour, à Port Hope Simpson et à Cartwright.

Une fois l'ébauche du rapport terminée, une série distincte de consultations a été entreprise au printemps 2008.

Les séances consistaient généralement en une introduction par Sikumiut et une présentation PowerPoint du C-TNLOHE, suivies d'une période de questions et réponses. En outre, une brochure a été préparée sur ce projet et distribuée lors des réunions. Une copie de cette brochure figure à l'annexe D.

L'annexe E contient des notes détaillées sur ces séances et une liste des participants dans chaque collectivité.

Collectivement, ces consultations ont permis de cibler les contraintes relatives aux données, les préoccupations concernant les activités de récolte des pêches commerciales et les activités aquacoles dans la zone de l'EES. Les renseignements recueillis lors de ces consultations ont été utilisés pour évaluer et recommander des mesures d'atténuation appropriées en fonction des activités de pêche commerciale et d'aquaculture présentes dans la zone.

En général, les préoccupations ont été exprimées dans les domaines généraux suivants :

- les parcelles d'exploration mentionnées dans la zone de l'EES couvrent un important habitat de crabes sur les bancs Hamilton et Makkovik;
- la façon dont la glace agirait sur les installations d'exploration;
- plusieurs espèces d'oiseaux marins qui pourraient être touchées par les activités en mer ont été repérées dans la zone;
- plusieurs espèces de phoques ont été répertoriées dans la zone et une abondance de plus en plus grande de phoques du Groenland a été notée ces dernières années;
- le loup de mer, une espèce en voie de disparition, est présent dans la zone;
- le tourisme est une occasion d'affaires émergente dans la région et il y a un certain nombre de zones spéciales et protégées dans la zone de l'EES.

1.8 Utilisation traditionnelle des ressources

Étant donné que le gouvernement du Nunatsiavut est officiellement responsable de la zone de l'EES du plateau continental du Labrador en vertu de l'Accord sur les revendications territoriales des Inuit du Labrador et que les Inuits et les Innus utilisent depuis longtemps les ressources naturelles de la région, il est très important que leurs connaissances soient utilisées dans la planification des activités extracôtières dans la région. Afin d'obtenir des renseignements sur l'utilisation traditionnelle des ressources et d'autres renseignements traditionnels, un programme officiel de collecte des connaissances traditionnelles (CT) a été entrepris. Les principes et le processus de collecte de ces CT sont décrits à l'annexe F. Des copies des réponses aux entretiens sont présentées à l'annexe G.

Au cours des séances de consultation publique dans les différentes collectivités, les participants aux réunions ont été invités à nommer les personnes-ressources appropriées dans chaque collectivité aux fins de la collecte de ces renseignements.

À Nain, à Makkovik, à Postville, à Rigolet et à Happy Valley-Goose Bay, les CT ont été recueillies directement par le personnel de Sikumiut, tandis qu'à Natuashish, les renseignements ont été recueillis par le personnel de Minaskuat.
Les principaux points suivants ont été relevés lors de la collecte des connaissances traditionnelles :

- La zone est très utilisée pour la pêche. Les espèces observées sont : le crabe, la morue de roche, la morue, l'omble chevalier, les chabots, les moules, les palourdes, les bigorneaux et les oursins.
- Il a été signalé que les baleines migrent en passant par la zone. Des morses ont également été observés dans la région.
- Les îles de la région sont utilisées à des fins traditionnelles comme la récolte d'œufs et de baies.
- Les arlequins plongeurs, une espèce menacée, migrent en passant par la zone.
- Les canards et les oies sont également chassés dans la région.
- Les activités traditionnelles sont bien dispersées dans la zone de l'EES du plateau continental du Labrador.

1.9 Organisation de l'évaluation environnementale stratégique

Ce rapport est organisé comme suit.

Le **chapitre 1** présente l'EES et comprend des renseignements généraux sur la zone extracôtière et l'EES en général, ainsi que l'objectif et le contexte de l'évaluation, les processus de planification et de réglementation qui s'appliquent à l'exploration extracôtière dans la région, les levés sismiques et les programmes de forage passés et potentiels dans la zone de l'EES et l'organisation du document. L'introduction traite également de la portée de l'évaluation, en définissant les composantes et activités particulières à l'étude et les limites spatiales et temporelles de l'EES. Il décrit également l'exercice d'établissement de la portée des enjeux entrepris dans le cadre de l'EES, et met en évidence les CVE particulières sur lesquelles l'EES se concentre et la justification de leur sélection.

Le **chapitre 2** donne un aperçu des activités potentielles d'exploration et de production qui pourraient avoir lieu dans la zone de l'EES, y compris une description générale et générique de l'exploration pétrolière en mer (notamment les levés sismiques, le forage de puits ainsi que les activités de cessation d'exploitation et la mise hors service des puits) et des activités de production.

Le **chapitre 3** fournit une description du cadre physique de la zone de l'EES basée sur les renseignements existants et disponibles.

Le **chapitre 4** fournit une description du cadre environnemental biologique de la zone de l'EES basée sur les renseignements existants et disponibles.

Le **chapitre 5** présente l'analyse des effets environnementaux potentiels pour chacune des CVE à l'étude. Chaque CVE est présentée dans une section distincte, qui comprend une discussion sur :

- les interactions environnementales potentielles et les connaissances existantes à leur sujet, ainsi que les mesures d'atténuation courantes pour éviter ou réduire les effets environnementaux potentiels;
- la nature et le caractère approprié des renseignements disponibles pour la zone de l'EES et les exigences en matière d'information pertinente.

Le **chapitre 6** présente un résumé des résultats et des conclusions clés de l'évaluation.

Les **références**, y compris les communications personnelles et la documentation citée, sont fournies au **chapitre 7**.

Des renseignements complémentaires sont fournis dans les **annexes**.

2,0 ACTIVITÉS D'EXPLORATION ET DE PRODUCTION

Le rôle réglementaire du C-TNLOHE comprend la délivrance d'approbations et d'autorisations relatives aux activités d'exploration et de production en mer. Le C-TNLOHE est désigné comme autorité fédérale en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCEE) et agit à titre de coordonnateur fédéral de l'évaluation environnementale pour les levés sismiques en mer, les levés géophysiques et les évaluations environnementales pour le forage en vertu de la LCEE. Tous les levés sismiques en mer, les levés géophysiques et les programmes de forage d'exploration sur la côte est sont soumis à une évaluation environnementale propre au site en vertu de la LCEE.

Plusieurs autres organismes fédéraux jouent un rôle consultatif dans le processus d'évaluation environnementale en ce qui concerne les activités d'exploration et de production en mer. Pêches et Océans Canada (MPO) est responsable de la protection du poisson et de son habitat en vertu de la *Loi sur les pêches*. Environnement Canada est responsable de la protection des oiseaux migrateurs en vertu de la *Loi sur la Convention concernant les oiseaux migrateurs*, ainsi que des rejets dans le milieu marin en vertu de l'article 36 de la *Loi sur les pêches* et de l'immersion en mer en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement*. Transports Canada est responsable de la sécurité de la navigation (en vertu de la *Loi sur la protection de la navigation*) et du rejet de polluants en mer (en vertu de la *Loi sur la marine marchande du Canada* et ses règlements, tels que le *Règlement sur les rapports relatifs au rejet de polluants [1995]* et les *Lignes directrices sur l'évacuation de l'eau de ballast des navires dans les eaux de compétences canadiennes*).

Dans la zone d'étude de l'EES, une région décrite dans l'Accord sur les revendications territoriales des Inuit du Labrador est appelée la « zone ». Cette zone a une largeur d'environ 12 milles marins, mesurée à partir de points sélectionnés sur le littoral. Dans cette zone, le C-TNLOHE est tenu de consulter le gouvernement du Nunatsiavut avant d'entreprendre toute étude environnementale concernant l'exploitation pétrolière et gazière extracôtière.

Le C-TNLOHE, la province et le gouvernement fédéral sont également tenus, en plus des études, de consulter le gouvernement du Nunatsiavut avant d'approuver l'exploitation de minéraux dans la zone. Cela comprend tout transport dans la zone associé à l'exploitation. Le gouvernement du Nunatsiavut peut faire des recommandations aux agents chargés de la réglementation relative aux répercussions sur l'intégrité de la glace de rive d'un programme d'exploitation ou d'exploration et en ce qui concerne l'approbation de toute exploitation.

2.1 Activités d'exploration

Les activités d'exploration et de délimitation consistent en :

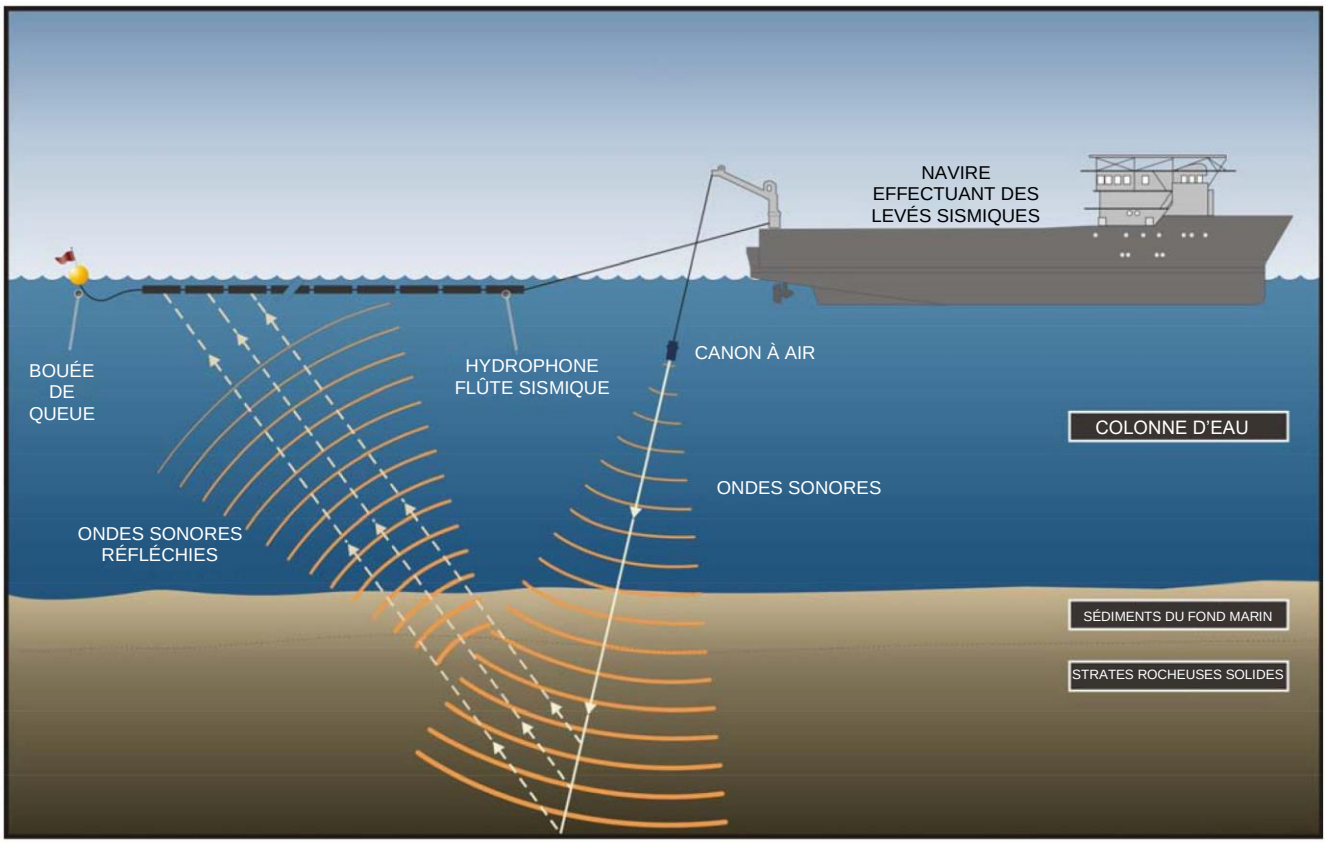
- des levés sismiques – utilisation de l'activité sismique pour cartographier les couches et les propriétés des roches grâce à la détection des différentes réflexions acoustiques traversant les formations géologiques;
- des études géotechniques – prélèvement d'échantillons (carottes) du substrat avant de positionner un appareil de forage au-dessus d'un emplacement potentiel de puits d'exploration/de délimitation pour s'assurer que le substrat ne présentera aucun danger pour l'appareil de forage;
- le forage d'un puits – activité principale du forage d'exploration/de délimitation; cette activité permet de pénétrer dans le substrat jusqu'à une formation contenant du pétrole ou du gaz; le principal rejet lié à cette activité est constitué de déblais de forage. Les boues à base d'eau (BBE) sont généralement utilisées pour les parties supérieures du puits, tandis que les boues à base de produit synthétique (BBPS) sont utilisées pour les parties plus profondes du puits et les puits horizontaux, où la stabilité et l'intégrité du trou de forage peuvent poser problème.

2.1.1 Levés sismiques

Les levés sismiques constituent une technique utilisée pour cartographier les couches et les propriétés des roches à l'aide de la propagation du son et de la cartographie sonore connexe (notamment la cartographie sismique 2D et 3D). L'objectif d'un levé sismique est de créer une image des éléments où les réserves d'hydrocarbures pourraient s'accumuler (c'est-à-dire les strates et les structures sous-marines). Les levés sismiques sont effectués par un navire remorquant un réseau de canons à air ou à eau immergés pour produire de courtes salves d'énergie sonore, et un ensemble de flûtes sismiques de plusieurs kilomètres de long. Chaque flûte sismique contient un réseau dense de groupes d'hydrophones qui recueillent et transmettent aux enregistreurs les échos des sons que réfléchissent les couches sous-marines. La profondeur des couches qui réfléchissent les sons sont calculées à partir du temps mis par le son pour atteindre les hydrophones en passant par le réflecteur; c'est ce qu'on appelle le temps de parcours dans les deux sens.

Les levés sismiques habituels permettent de cartographier les couches rocheuses à plus de 10 km de profondeur (Cook, 2006). La figure 2.1 présente un schéma illustrant les activités de levé sismique.

Figure 2.1 : Schéma des activités de levé sismique



2.1.2 Levés des géorisques

Un géorisque peut être défini comme :

> un état géologique qui représente ou qui a le potentiel de se développer en une situation causant des dommages ou présentant un risque non contrôlé (NGI, 2006).

L'attention portée aux géorisques en mer s'est accrue à mesure que les activités pétrolières et gazières en mer se déroulent dans des eaux de plus en plus profondes et qu'une plus grande partie des installations de terrain sont placées directement sur le fond marin.

Des levés des emplacements de puits/des géorisques peuvent également être nécessaires pour détecter les dangers ou les dangers potentiels en périphérie des emplacements de puits proposés. Les levés permettront également de s'assurer que les conditions sous-marines sont appropriées pour le forage. L'objectif de ces levés est de démontrer que les activités de forage peuvent être menées de manière à ne pas mettre en danger le personnel ou l'environnement.

Les géorisques habituels en mer sont les suivants :

- la stabilité des talus;
- le gaz à faible profondeur;
- les hydrates de gaz;
- les écoulements d'eau peu profonds;

- la formation de diapirs de boue et le volcanisme;
- l'évacuation des gaz et des fluides formant le plancher océanique, les marques d'échappement;
- la sismicité (potentiel d'activité sismique).

2.1.3 Échantillonnage du fond marin/essais géotechniques

Un certain nombre de données sur le fond marin et de données géotechniques devront être recueillies pour appuyer la conception et la construction d'installations en mer au large du Labrador, notamment un levé bathymétrique détaillé, la collecte des données sur l'affouillement glaciaire, une étude géotechnique détaillée et des essais en laboratoire connexes.

Le carottage et les essais sur le fond marin se feraient à partir de navires conçus à cet effet. L'information géotechnique pourrait être recueillie à partir d'échantillons de sol obtenus par carottage, soit le carottage par gravité, le vibrocarottage et les échantillons prélevés au hasard à de faibles profondeurs. En fonction des installations proposées pour l'exploitation, des renseignements sur les dizaines de mètres supérieurs peuvent être requis. Les échantillons sont ensuite mis à l'essai et les données sont analysées pour déterminer les propriétés pertinentes du sol.

Un programme géotechnique doit être mené pour s'assurer que le substrat est adapté au positionnement de la plateforme autoélévatrice comme plateforme de forage. L'objectif d'un tel programme est de démontrer que les activités de forage peuvent être menées de manière à ne pas mettre en danger le personnel ou l'environnement. Le C-TNLOHE évalue tout programme géotechnique proposé conformément aux lois de mise en œuvre et aux *Lignes directrices du programme géophysique, géologique, environnemental et géotechnique, zone extracôtière de Terre-Neuve* (C-TNLOHE, 2008).

2.2 Activités de forage

Les levés sismiques et les connaissances géologiques peuvent fournir des renseignements indiquant qu'un endroit peut avoir un potentiel de ressources d'hydrocarbures. Les puits d'exploration et de délimitation sont forés pour confirmer la présence ou définir l'étendue des ressources pétrolières dans des endroits précis, car les propriétés géologiques réelles et la confirmation des ressources en hydrocarbures ne peuvent être déterminées que par des programmes de forage exploratoire. Les activités de forage (tant d'exploration que de production) sont entreprises par l'industrie pétrolière et gazière en mer pour :

- confirmer la présence d'hydrocarbures pétroliers;
- délimiter la ressource;
- accroître l'accessibilité de la ressource pendant la production.

Que l'activité de forage soit menée à des fins d'exploration ou de production, l'équipement et les effets opérationnels connexes sont essentiellement les mêmes.

2.2.1 Plateformes de forage

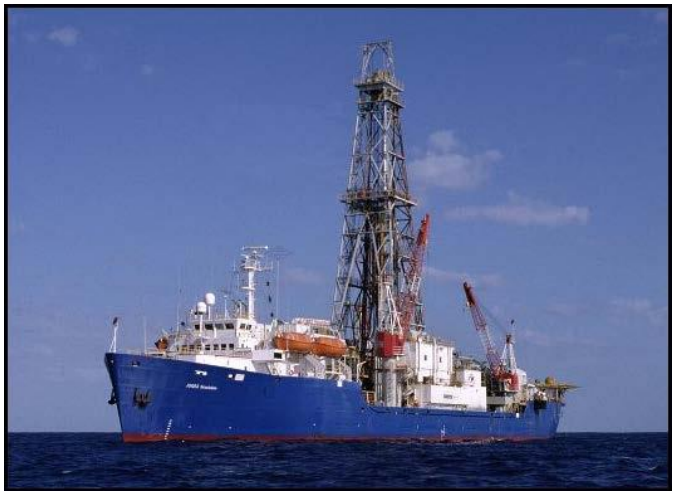
En général, les activités de forage sur la côte est du Canada sont menées à partir de plusieurs types de plateformes, notamment une plateforme autoélévatrice, un appareil de forage semi-submersible ou un navire de forage (figure 2.2). Le type d'appareil de forage choisi est basé sur les caractéristiques

de l'environnement physique des emplacements de puits, la profondeur de l'eau des emplacements de puits, la profondeur de forage prévue et la mobilité requise en fonction des conditions météorologiques et de l'état des glaces de l'emplacement de puits (Association canadienne des producteurs pétroliers [ACPP], 2001).

Figure 2.2 : Plateformes de forage types

Plateforme autoélévatrice

Appareil de forage semi-submersible



Navire de forage

Pour la zone de l'EES du plateau continental du Labrador, il est probable qu'un engin de forage flottant soit utilisé pour les activités de forage (c.-à-d. un navire de forage ou un appareil de forage semi-submersible). Cela s'explique par l'environnement extrême, notamment l'état de la banquise et des icebergs. Ce n'est que s'il existe une plateforme de production conçue et installée pour résister à toutes les conditions environnementales que les activités de forage pourront être menées à partir d'une plateforme fixe. L'utilisation d'appareils de forage de type plateforme autoélévatrice est possible, mais peu probable pour la zone du plateau continental du Labrador. Bien que l'on trouve dans la littérature quelques modèles de plateformes autoélévatrices de cote glace, on pense qu'aucune n'a été construite. Il convient de noter que tous les puits historiques dans la zone de l'EES du plateau continental du Labrador ont été forés à l'aide d'appareils de forage semi-submersibles ou de navires de forage.

L'appareil de forage en mer est une plateforme complexe abritant l'équipement de forage et des espaces d'habitation et de travail, tout en étant soutenu par des navires de ravitaillement et des

hélicoptères. Il existe deux types fondamentaux d'appareils de forage en mer, soit les plateformes mobiles et les plateformes permanentes. Les plateformes mobiles peuvent être utilisées pour le forage d'exploration, de délimitation ou de production, tandis que les plateformes permanentes sont généralement utilisées pour la production.

Les plateformes mobiles en mer types sont les plateformes autoélévatrices, les appareils de forage semi-submersibles et les navires de forage. Les appareils de forage semi-submersibles et certains navires de forage peuvent être à positionnement dynamique ou ancrés. Il existe une grande variété de plateformes de forage permanentes; la plateforme utilisée dépend de la profondeur de l'eau, de la proximité de la terre ferme, de la nature de la ressource et des conditions environnementales physiques telles que les conditions météorologiques et l'état des glaces.

Une plateforme autoélévatrice est un appareil de forage dans lequel la coque du navire est suspendue au-dessus de la surface de l'océan au moyen de « pieds » qui s'enfoncent dans la coque jusqu'au fond marin. Lorsque les pieds sont abaissés, la coque est soulevée jusqu'à la distance souhaitée au-dessus de l'eau – la couche d'air. Une plateforme autoélévatrice est donc une installation à fondation inférieure, et son utilisation est limitée à des profondeurs d'eau correspondant à la longueur de ses pieds et à la capacité structurelle de la plateforme, compte tenu des conditions météocéaniques prévues. Utilisés à des profondeurs de l'eau inférieures à 120 m, ces appareils de forage ne peuvent pas se déplacer par eux-mêmes et sont remorqués jusqu'au site de forage (ACPP, 2001).

Le forage en eaux plus profondes est généralement effectué à partir d'un appareil de forage semi-submersible ou d'un navire de forage. Les appareils de forage semi-submersibles et les navires de forage sont également utilisés dans les zones où une mobilité accrue est nécessaire (c'est-à-dire dans les zones sujettes à la présence de glace de mer et d'icebergs). La plateforme de forage repose sur des pontons en acier remplis d'eau afin que l'appareil puisse flotter, le pont principal étant au-dessus de l'eau et le reste de la plateforme sous la surface de l'eau. Les appareils de forage semi-submersibles sont remorqués sur le site de forage et sont ancrés au fond marin (avec un ensemble de 8 à 12 ancrages, qui peuvent s'allonger jusqu'à un kilomètre de l'appareil de forage) ou sont maintenus en place à l'aide d'un système à positionnement dynamique (propulseurs commandés par ordinateur) dans les eaux plus profondes (1 000 à 2 000 m). Comme un appareil de forage semi-submersible n'est pas une installation à fondation inférieure, il peut être exploité dans des profondeurs d'eau beaucoup plus importantes qu'une plateforme autoélévatrice. La profondeur de l'eau maximale dépend de la longueur du tube prolongateur de l'appareil de forage, un ensemble de tubes utilitaires par lesquels les fluides de forage et d'autres matériaux sont acheminés, enfermés dans un tube extérieur, attaché au fond de la mer par le bloc obturateur de puits (BOP).

Un appareil de forage semi-submersible peut généralement fonctionner dans des eaux plus agitées qu'un navire de forage (ACPP, 2001). De manière très générale, un navire de forage et un appareil de forage semi-submersible peuvent demeurer en place, rester reliés au tube prolongateur et continuer à forer jusqu'à un pilonnement d'environ 2,5 m, tout en étant soumis à certaines limites de tangage/roulis. Au-delà de ce point, jusqu'à un pilonnement de 6 m, l'appareil peut demeurer en place et rester relié au tube, mais le forage sera impossible. À un pilonnement d'environ 6 m, l'appareil de forage devra être déconnecté et éloigné du site. Les deux types de coques ont généralement les mêmes limites de pilonnement, mais ont des limites de tangage et de roulis différentes. La tolérance au tangage et au roulis d'un navire de forage est moindre. Les données historiques sur les puits forés au large du Labrador à l'aide d'appareils de forage semi-submersibles ou de navires de forage indiquent que le forage a eu lieu au plus tôt en juin, et au plus tard en octobre ou en novembre (selon le type d'appareil de forage). Le tableau 2-1 présente un résumé des principales caractéristiques

d'une plateforme autoélévatrice et d'un appareil de forage semi-submersible types.

Tableau 2-1 : Résumé des principales caractéristiques d'une plateforme autoélévatrice et d'un appareil de forage semi-submersible

Article	*Rowan Gorilla VI*	*Grand Banks*
Type	Autoélévatrice	Semi-submersible
Année de construction	2000	1984
Profondeur maximale de l'eau (m)	121,92	457,2
Profondeur maximale de forage (m)	10 660	7 620
Charge variable maximale (forage) (kips)	13 767	12 564
Capacité de la tour de forage (kg)	1 133 980	589 670
Capacité de stockage de boues liquides (m^3)	841,66	391,73
Capacité de stockage de matériaux en vrac (m^3)	566,32	563,49

Les navires de forage sont généralement utilisés dans des eaux relativement profondes. Dans certaines régions du monde, les navires de forage peuvent être ancrés au fond à des profondeurs d'eau allant d'environ 200 à 1 000 m. Les navires de forage sont plus souvent maintenus en place à l'aide d'un système de positionnement dynamique dans des eaux pouvant atteindre 3 000 m de profondeur. Un puits central au centre du navire permet à une tour de forage d'accéder à la colonne d'eau depuis la surface du pont en passant par le centre du navire (ACPP, 2001).

Toutes ces plateformes de forage mobiles (plateformes autoélévatrices, plateformes semi-submersibles et navires de forage) sont des appareils autonomes, dotés d'une tour de forage et d'un équipement de forage, d'un puits central ou d'une autre forme d'accès à la surface de l'eau, d'un hélipont, d'un équipement de lutte contre les incendies et de sauvetage et de quartiers pour l'équipage. L'exploitation et les rejets sont similaires pour les trois types de plateformes de forage. En général, un à trois navires assurent le soutien des plateformes de forage.

Bien qu'il existe des différences entre la capacité, les installations de traitement et les profondeurs de rejets d'effluents des différents types d'appareils de forage, les caractéristiques en lien avec les volumes et les types de flux de déchets d'une plateforme de forage à l'autre (mobiles et permanentes) sont similaires.

Si les futurs permis d'exploration dans la zone de l'EES du plateau continental du Labrador bordent la côte du Labrador, le forage directionnel à partir de la terre ferme pourrait être un scénario ou une option plausibles. Cette technologie a été utilisée sur la côte ouest de Terre-Neuve-et-Labrador, dans la péninsule de Port au Port.

2.2.1.1 Zones d'exclusion

Une zone d'exclusion des pêches (ZEP) est une zone d'exclusion temporaire généralement établie autour d'une plateforme de forage pour la durée du programme de forage de 40 à 60 jours; la pêche n'est pas autorisée dans une ZEP. La contribution au développement de la ZEP est sollicitée auprès des parties prenantes lors de la consultation du public et des pêcheurs dans le cadre du processus d'évaluation environnementale propre à un projet. La ZEP autour des activités de forage est relativement petite (0,5 km^2). Si la plateforme de forage est un appareil ancré (comme un appareil de forage semi-submersible), la ZEP s'étend généralement sur 500 m au-delà des points d'ancrage (qui peuvent s'étendre jusqu'à environ 1 000 m du centre de la plateforme de forage). Si la plateforme de forage n'est pas ancrée, la ZEP est établie à 500 m à partir du bord de la plateforme. L'information sur la ZEP est fournie aux navigateurs par l'intermédiaire de l'émission *Fisheries Broadcast* et de l'*avis*

aux navigateurs.

2.2.2 Navires de soutien

Le soutien aux activités d'exploration pétrolière et gazière en mer est assuré par des navires de ravitaillement en mer, qui fournissent des services de transport aux appareils de forage en mer. Les principaux services fournis sont la livraison de fournitures essentielles, notamment la nourriture et l'eau, le transport du personnel, les services de remorquage d'icebergs et la prestation de services en matière de sécurité et d'intervention en cas d'urgence.

2.2.3 Soutien aérien

Un soutien supplémentaire pour les activités d'exploration pétrolières et gazières en mer est fourni par hélicoptère. Les principaux services fournis sont le transport des employés, la livraison de fournitures essentielles de petite taille et le soutien en matière de sécurité et d'intervention en cas d'urgence.

2.3 Plateformes et installations de production

Les plateformes de production et les autres installations ne seront mise en place dans la zone de l'EES du plateau continental du Labrador que si des gisements de pétrole ou de gaz commercialement viables sont découverts et que tous les permis et toutes les approbations applicables requis par les lois de mise en œuvre et la LCEE sont en place. Les installations de production qui pourraient être utilisées dépendront des technologies actuellement disponibles et du régime réglementaire au moment de l'exploitation, ainsi que du type, de la quantité et de l'emplacement de la ressource. Étant donné le temps qui s'écoule entre la découverte et la sanction et l'approbation du projet (les estimations actuelles sont de 10 ans et plus), des renseignements généraux sur les plateformes et les installations potentielles sont fournis.

Les plateformes de production actuellement utilisées sur la côte est du Canada comprennent la structure gravitaire (SG) d'Hibernia; les unités flottantes de production, stockage et déchargement en mer (FPSO) de Terra Nova et de White Rose combinés à des installations sous-marines dans des entonnoirs souterrains raccordés aux FPSO par des conduites, des câbles ombilicaux et des tubes prolongateurs; un pied ou des structures de treillis à l'île de Sable avec un pipeline vers le rivage; et une unité mobile de production en mer (UMPM) de type plateforme autoélévatrice raccordée à des puits de production avec des conduites d'écoulement/des câbles ombilicaux sous-marins et un pipeline d'exportation vers le rivage pour Deep Panuke.

Les types de plateformes et d'installations de production potentielles qui pourraient se trouver dans la zone de l'EES du plateau continental du Labrador dans l'éventualité où un gisement commercialement viable aurait été sanctionné et approuvé pourraient comprendre :

- une structure à fondation inférieure (structure gravitaire) – une installation de production autonome qui comprend une structure gravitaire en béton ou en acier avec des installations en surface. La structure gravitaire et les installations en surface sont généralement construites séparément, puis combinées sur un site côtier avant le remorquage et l'installation de la plateforme sur le site en mer. Les installations en surface comprendraient tout l'équipement de traitement nécessaire et des cabines pour loger le personnel d'exploitation et d'entretien requis. Le stockage des hydrocarbures pourrait être intégré dans la conception de la structure gravitaire.

- une structure flottante (p. ex. FPSO) – une FPSO (un concept qui comprend généralement des puits satellites sous-marins) comporteraient des puits forés en mer à l'aide d'une unité mobile de forage en mer (UMFM). Les fluides de production sont généralement transférés vers une FPSO par des conduites d'écoulement et des tubes prolongateurs flexibles. Les deux FPSO exploitées actuellement sur les Grands Bancs (*Terra Nova* et *SeaRose*) sont dotées d'une coque double et d'un double-fond pour les protéger de la glace de mer et des icebergs. Une FPSO peut comprendre le stockage et abriter des équipements de traitement, de compression du gaz, d'extraction au gaz, d'injection d'eau et utilitaires, y compris pour la production d'énergie. Elle comprendrait également des cabines pour loger le personnel d'exploitation et d'entretien requis.
- des installations sous-marines – l'aménagement sous-marin peut consister en des puits de production alimentant un châssis de guidage qui, à son tour, sera relié par des conduites d'écoulement rigides ou flexibles à des tubes prolongateurs de FPSO ou de structure gravitaire, ou à un collecteur à partir duquel les hydrocarbures seront transportés par un pipeline d'exportation. Afin de protéger les puits sous-marins de l'affouillement des icebergs, l'équipement peut être placé sous la ligne de boue dans des entonnoirs souterrains.
- des pipelines et des conduites d'écoulement entre les installations ou vers le rivage – les conduites d'écoulement peuvent être utilisées pour collecter le produit extrait par les puits sous-marins et l'acheminer aux plateformes. Un pipeline d'exportation peut être utilisé pour transporter le produit, traité ou non, vers le rivage.
- d'autres installations d'exportation.

Les installations sous-marines pourraient être associées à l'un ou l'autre des types de plateforme; les pipelines pourraient être associés à l'une ou l'autre des options en matière de production.

L'exploitation pourrait se faire n'importe où dans la zone de l'EES du plateau continental du Labrador, sur les bancs, dans les eaux plus profondes du plateau extérieur, dans les ensellements entre les bancs ou dans la fosse entre les bancs et le plateau intérieur. L'emplacement de l'exploitation dans la zone de l'EES du plateau continental du Labrador déterminera la solution optimale en matière de production. Les options d'exploitation potentielle seront fortement influencées par la présence de glace et d'icebergs dans l'environnement au large du Labrador, ce qui le rend considérablement différent des autres régions où la présence de glace est minime ou nulle. L'exportation des hydrocarbures produits doit également être envisagée.

2.3.1 Options sous-marines

Ces dernières années, de grandes améliorations ont été apportées dans le domaine des installations et du traitement sous-marins. Par conséquent, les champs éloignés nécessitant des raccordements sous-marins plus longs et plus profonds sont désormais beaucoup plus réalisables sur le plan technique et économique. Les raccordements de gaz ont atteint 170 km (Statoil Snøhvit) et les raccordements de pétrole, 65 km (« Penguins » de Shell Expro).

Le traitement sous-marin offre de nombreux avantages pour l'exploitation des champs du Labrador en raison de la distance entre les emplacements de puits, de la profondeur et des conditions environnementales difficiles. Le traitement sous-marin a évolué autour du développement des pompes de surpression sous-marines, des compresseurs sous-marins, des séparateurs sous-marins et de la déshydratation et du point de rosée des gaz sous-marins.

Pour les options sous-marines, la production pourrait être effectuée à l'aide d'installations sous-marines exploitées à distance, comportant des pipelines menant à des installations en mer ou à un

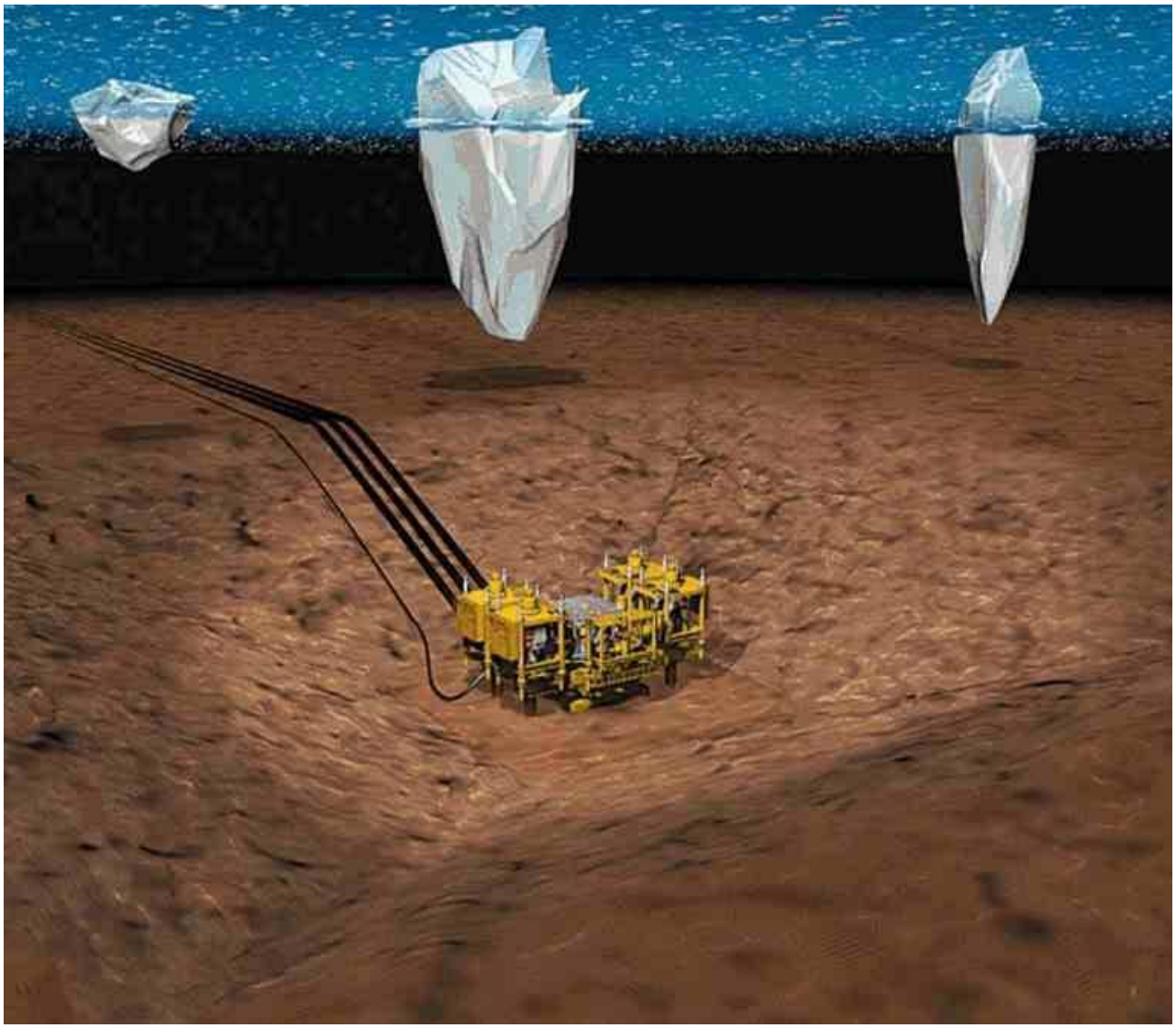
point d'arrivée à terre. Les structures en mer ne seraient pas nécessaires, sauf pendant le forage des puits et l'installation de l'équipement sous-marin. La profondeur de l'eau, la distance de raccordement et l'emplacement du point d'arrivée à terre varient en fonction de l'exploitation. On a mis au point (et on continue de perfectionner) une technologie qui permet la séparation et l'évacuation de l'eau produite en milieu sous-marin. Cela permet de réduire les problèmes de maintien de l'écoulement associés aux pipelines et aux conduites d'écoulement, ainsi que de réduire au minimum le nombre d'installations au-dessus de l'eau ou à terre. Toutefois, des installations peuvent encore être nécessaires pour permettre l'injection d'inhibiteurs d'hydrates dans les installations, pipelines et conduites d'écoulement sous-marins.

2.3.1.1 Entonnoirs souterrains

Les entonnoirs souterrains sont des dépressions du fond de l'océan, creusées pour protéger les têtes de puits sous-marines et le matériel associé des icebergs causant un affouillement. Étant donné que les découvertes au large du Labrador se situent dans une zone active d'icebergs, des entonnoirs souterrains ouverts seront probablement nécessaires jusqu'à une profondeur d'eau d'environ 300 m (selon le risque acceptable) pour protéger les actifs sous-marins.

Actuellement, il n'y a que deux champs dans le monde qui utilisent des entonnoirs souterrains ouverts (figure 2.3) pour protéger leurs têtes de puits et les installations sous-marines associées de la collision avec des icebergs, soit Terra Nova et White Rose. Le projet Terra Nova utilise cinq entonnoirs souterrains à des profondeurs d'eau d'environ 95 à 98 m et le projet White Rose utilise trois entonnoirs souterrains à des profondeurs d'eau d'environ 119 à 123 m. Le tableau 2-2 présente un résumé des dimensions d'un entonnoir souterrain.

Figure 2.3 Entonnoir souterrain



Source : Coflexip Stena, 2000.

Jusqu'à ce jour, l'excavation d'entonnoirs souterrains a été la méthode de protection privilégiée des installations sous-marines sur les Grands Bancs. Des entonnoirs souterrains tubés, des bermes de sol/rocheuses ou des structures en béton pourraient également être envisagés. Cependant, au cours de l'étude d'ingénierie de base de 1996 pour Terra Nova, on a déterminé que les entonnoirs souterrains ouverts représentaient la solution optimale pour protéger les installations de tête de puits des icebergs causant l'affouillement (Offshore Magazine, 2007). Ces autres méthodes, comme les entonnoirs souterrains tubés, peuvent avoir un certain potentiel pour des empreintes plus petites comme les têtes de puits simples. Cependant, pour les installations sous-marines ayant une plus grande empreinte, une protection mécanique supplémentaire (en plus de l'excavation d'entonnoirs souterrains) peut ne pas être justifiée. Toutefois, pour prendre une décision définitive, il est nécessaire de procéder à une analyse approfondie des risques relatifs au site particulier à l'étude.

Lorsque l'on creuse des entonnoirs souterrains, il peut y avoir un certain degré d'incertitude lié à l'état du sol au large du Labrador. Le mélange de sols (sables, graviers, argiles) peut varier à l'intérieur d'un entonnoir souterrain et la présence d'erratiques glaciaires, tels que des blocs ou des zones denses de galets, sera difficile à détecter avant le début de l'excavation. Compte tenu de l'incertitude sur l'état

du sol, il est préférable de recourir à des méthodes d'excavation qui ne sont pas touchées par les conditions plutôt qu'à des méthodes plus précises. Ainsi, une technique d'excavation pouvant être utilisée dans tous les types de sables, de graviers, de galets et d'argiles sera préférable à une méthode extrêmement efficace dans le sable, par exemple, qui est inefficace dans les autres sols.

La technologie permettant de creuser des entonnoirs souterrains dépendra de la profondeur de l'eau et pourrait comprendre des dragues suceuses à désagrégateur, des dragues aspiratrices en marche, des dragues à benne preneuse, de grandes foreuses et d'autres excavateurs sous-marins exploités au moyen d'un véhicule sous-marin téléguidé (VST). L'excavation des entonnoirs souterrains entraînera une perturbation du fond marin et un site d'élimination des déblais sera nécessaire.

Tableau 2-2 : Dimensions de l'entonnoir souterrain

Champ	Entonnoir souterrain	Dimensions de la base (m)	Profondeur (m)	Pentes de talus	Pente de la rampe
Terra Nova	Sud-est	25 × 25	10	1:3	
	Nord-ouest	25 × 25			
	Nord-est	45 × 25			
	Sud-ouest	65 × 25			
	Extrême est	43,2 × 23,2	10,3		
White Rose	Sud	58 × 44,4	9	1:1,8	1:5
	Central	58,3 × 49,7			
	Nord	38 × 17			
Source : Technip, 2001.					

2.3.1.2 Installation

L'installation d'équipement sous-marin nécessitera un certain nombre de navires spécialisés pour les activités d'installation ainsi que des capacités de gestion des glaces. L'installation peut également nécessiter des opérations de plongée et de VST. Le nivellement final du fond marin à l'aide d'un équipement spécialisé peut être nécessaire pour faciliter l'installation de l'équipement sur le fond marin.

Les conduites d'écoulement entre les installations sous-marines et un pipeline ou une installation en mer sont soumises à bon nombre des mêmes considérations que les pipelines dont il est question dans la section 2.3.4.

2.3.2 Options en matière de structures flottantes

Les structures flottantes telles que les FPSO pourraient être situées dans la zone de l'EES du plateau continental du Labrador dans des eaux allant de relativement peu profondes à très profondes. L'installation d'une FPSO nécessiterait des installations sous-marines qui, en fonction de la profondeur de l'eau, devraient être placées dans des entonnoirs souterrains, car la structure de la FPSO elle-même n'offre aucune protection aux installations situées sur le fond marin.

La FPSO serait ancrée au fond marin à l'aide de pieux ou d'ancrages et des tubes prolongateurs du fond marin seraient utilisés pour transporter les hydrocarbures du fond marin vers le navire aux fins de traitement. Les amarres et les tubes prolongateurs seraient plus susceptibles d'être attachés à une tourelle détachable, qui pourrait être détachée du navire, permettant ainsi au navire d'éviter les icebergs. Les amarres et les tubes prolongateurs seraient descendus à une distance sécuritaire sous la surface de l'eau.

Bien que la structure flottante puisse être dotée d'une certaine capacité de stockage, les hydrocarbures traités pourraient être exportés par un pipeline ou par un pétrolier. Les variantes de la FPSO classique comprennent une installation flottante de gaz naturel liquéfié (GNL) ou de gaz naturel comprimé (GNC) (voir les sections 2.3.2.1 et 2.3.2.2 pour une description de base de ces procédés). Une étude plus approfondie de la technologie actuelle serait nécessaire pour déterminer si une FPSO pourrait être exploitée de manière fiable dans la zone de l'EES du plateau continental du Labrador.

L'installation de la FPSO nécessiterait un certain nombre de navires spécialisés ainsi que des capacités de gestion des glaces. En général, l'installation d'une FPSO comprendrait l'installation des pieux ou des ancrages, l'installation du système d'amarrage, l'installation et le raccordement des tubes prolongateurs et la connexion de la bouée de la tourelle à la FPSO.

2.3.2.1 Gaz naturel liquéfié

Le GNL est du gaz naturel qui est surfondu à -160 °C pour devenir liquide. À l'état liquide, le gaz est beaucoup plus économique à transporter puisqu'il est réduit à 1/600 de son volume original. Cette réduction en volume rend beaucoup plus rentable le transport du gaz sur de longues distances, là où il n'y a pas de pipeline. Lorsque le transport du gaz naturel par pipelines n'est pas possible ni économique, il peut être assuré par des navires de haute mer cryogéniques spécialement conçus (navires à GNL) ou par des camions-citernes cryogéniques.

2.3.2.2 Gaz naturel comprimé

Le GNC est du gaz naturel qui a été comprimé à une pression comprise entre 2 500 et 4 000 psi, de sorte qu'il peut être transporté dans des conteneurs pressurisés à bord de navires spécialisés. Les sources d'approvisionnement peuvent être sur terre ou en mer. Une source d'approvisionnement sur terre comprendrait les terminaux maritimes et les pipelines sous-marins côtiers, tandis qu'une source d'approvisionnement en mer comprendrait probablement les installations de production pétrolières et gazières. Les lieux de livraison potentiels pourraient être des systèmes de déchargement en mer ou près du rivage vers un pipeline sous-marin ou un terminal maritime ou un pipeline sur terre (Melville et Young, 2007).

2.3.3 Options en matière de structure gravitaire

Les options en matière de structure gravitaire peuvent être envisagées pour la zone de l'EES du plateau continental du Labrador dans des eaux allant de très peu profondes à une profondeur d'environ 150 mètres. Les trois principaux facteurs qui régissent la conception d'une structure gravitaire dans la zone de l'EES du plateau continental du Labrador sont les suivants :

- les conditions environnementales de chargement, principalement les vagues et les icebergs, les charges sismiques jouant un rôle secondaire dans la conception des installations en surface;
- la plateforme elle-même et ses exigences fonctionnelles;
- la capacité des fondations du site.

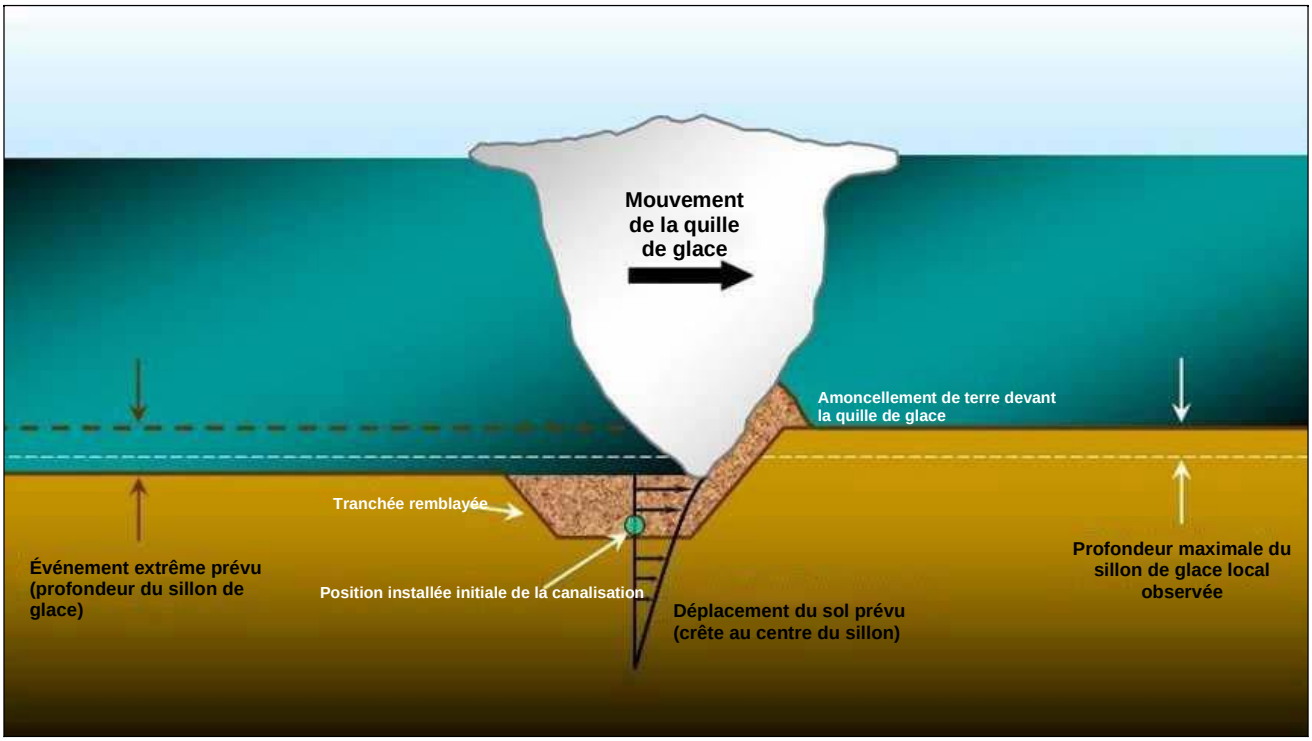
C'est l'effet combiné de ces facteurs qui détermine la géométrie et les autres caractéristiques de conception d'une structure gravitaire. Les changements dans la résistance des fondations peuvent avoir un effet important sur la faisabilité technique et économique des différents types de structure gravitaire. Un concept réalisable sur un site précis peut s'avérer difficile sur le plan technique sur un

site situé à une courte distance et présentant un profil de résistance du sol plus faible.

Bien que la structure gravitaire puisse être dotée d'une certaine capacité de stockage, les hydrocarbures traités pourraient être exportés par un pipeline ou par un pétrolier. Les variantes d'une structure gravitaire classique pourraient comprendre des installations de GNL ou de GNC sur les installations en surface.

Le relief du plancher océanique résultant de l'affouillement causé par la glace (figure 2.4) pourrait influer sur l'emplacement final d'une structure gravitaire, bien que cela devrait être constaté lors des levés du site au début du projet. L'excavation des couches supérieures meubles peut être nécessaire pour exposer les sols plus durs du site qui se trouvent sous celles-ci. Cela augmentera la hauteur totale de la plateforme (pour tenir compte du tassement) ou nécessitera le remblayage de l'excavation avec un matériau plus adéquat.

Figure 2.4 : Déformation causée par les sillons et les sous-sillons laissés par la glace



2.3.4 Pipelines et conduites d'écoulement

Outre le transport par pétrolier des hydrocarbures produits à partir d'une structure gravitaire ou d'une structure flottante, un pipeline d'exportation offre une autre option. Si des puits éloignés sont utilisés pour se raccorder à une structure gravitaire ou à une structure flottante, des conduites d'écoulement seront nécessaires.

Il est généralement admis que les pipelines en environnement de glace (présence d'icebergs ou de glace de mer) devront être enfouis à une certaine profondeur sous le fond marin pour les protéger des effets de la quille des icebergs. L'affouillement du fond marin est une caractéristique relativement près des côtes de la plupart des continents septentrionaux où la glace est présente et où les quilles de glace se déplacent dans des eaux dont la profondeur est inférieure à l'épaisseur de la quille sous

l'eau, formant des marques d'affouillement sur le fond marin. Au large du Labrador, cela peut aller jusqu'à une profondeur d'eau de 250 ou 300 m; cette profondeur devra être déterminée lors de la conception détaillée de tout projet. Les exigences réelles relatives à la conception des pipelines et des conduites d'écoulement devront être établies en tenant compte d'un certain nombre de facteurs, dont certains ont été abordés dans le présent rapport.

Sur la côte du Labrador, bien qu'il puisse y avoir quelques problèmes d'accumulation ou de chevauchement de glace au croisement du rivage, les principaux problèmes d'affouillement par la glace seront causés par les icebergs qui descendent la côte du Labrador depuis le nord.

Les questions de conception liées à l'affouillement par la glace, à la stabilité du pipeline, à l'isolation thermique et au transport des sédiments détermineront les exigences en matière de creusage de tranchées pour les pipelines en ce qui concerne la profondeur de couverture et l'épaisseur du remblai. La protection des pipelines se fait à la fois en abaissant le sommet de la conduite sous le fond marin environnant (profondeur de couverture) et en l'enfouissant (épaisseur du remblai). Les matériaux de remblai, de manière optimale, seront constitués de la terre excavée de la tranchée. L'utilisation de remblais, de gravier, de sacs remplis de gravier ou de matelas de béton approuvés peut être envisagée à des endroits prédéterminés où le remblayage naturel local n'est pas adéquat.

Il existe cinq principaux types de creusage de tranchées pour abaisser un pipeline : le labourage, le nettoyage au jet, les excavatrices mécaniques, l'excavation conventionnelle et le dragage hydraulique. Le choix d'un outil de creusage de tranchées doit être évalué en fonction :

- de la profondeur de l'eau;
- de l'état du sol;
- des spécifications pour le creusage de tranchées (p. ex. la profondeur totale de la tranchée requise);
- des exigences en matière de remblayage;
- du type et de la taille du pipeline;
- du coût;
- de l'emplacement;
- de la disponibilité;
- de la saison pendant laquelle les travaux de creusage de tranchées doivent être achevés.

La plupart des outils de creusage de tranchées ont des limites. Par exemple, les dragueurs ne peuvent être utilisés que jusqu'à une profondeur de l'eau d'environ 150 m, les machines à jet et les trancheuses mécaniques peuvent disperser les déblais des tranchées qui seraient utilisés comme remblai, et la profondeur des tranchées est souvent limitée.

Les pipelines sont mis dans des tranchées afin d'assurer la stabilité du fond (protection contre les forces hydrodynamiques), la protection physique contre les dommages mécaniques (tels que la chute d'objets, l'ancrage des appareils de forage, l'équipement de pêche, les icebergs causant l'affouillement) et l'élimination ou la réduction des travées indépendantes. Le remblayage est également utilisé pour assurer une protection physique supplémentaire, la prévention du flambage par soulèvement et l'isolation thermique.

Un câblier est un navire océanique spécialement construit à bord duquel le pipeline est fabriqué ou déroulé pendant que le navire se déplace le long du tracé du pipeline. Un tel navire se déplace au moyen d'un système d'ancrage ou par sa propre propulsion, et n'est normalement exploité que dans des températures supérieures au point de congélation. Si le câblier se déplace à l'aide d'ancrages, des navires-mouilleurs sont nécessaires pour aider à repositionner les ancrages afin que le câblier puisse avancer. Un câblier amarré n'a généralement pas de moyen de propulsion et est déplacé d'un lieu de travail à un autre par un remorqueur. Le câblier peut transporter une quantité limitée de tuyaux sur son pont ou son touret, et les navires ou barges de transport de tuyaux fournissent les tuyaux supplémentaires. Le navire requis pour l'installation du pipeline dépend du type de tuyau utilisé (rigide ou flexible) et de la méthode de pose de tuyaux choisie. Le pipeline peut également être assemblé sur le rivage en chaînes ou en segments, qui sont remorqués sur le site et soudés ensemble au fur et à mesure de leur mise en place.

Le dépôt de roches sur les conduites d'écoulement et les câbles ombilicaux sous-marins est un moyen de les protéger contre la glace de mer, les ancrages et la chute d'objets. Toute protection ajoutée à un pipeline contre l'affouillement par des icebergs devrait être minime et, par conséquent, le niveau de risque d'endommagement de la canalisation ou du câble ombilical doit être acceptable pour l'exploitant.

Dans les eaux plus profondes, où il n'est pas nécessaire de creuser des tranchées et de les enfouir pour protéger les pipelines des quilles de glace, la stabilité peut poser problème. Si un pipeline ou une conduite d'écoulement n'a pas un poids suffisant pour résister aux charges hydrodynamiques imposées, l'ensemble du pipeline, ou de grandes parties de celui-ci, peuvent se déplacer. Par conséquent, diverses méthodes peuvent être envisagées pour assurer la stabilité et la protection des pipelines, y compris des revêtements ou des supports avec poids, des matelas en béton et d'autres mesures de retenue installées.

2.3.5 Installations d'exportation et de transformation à terre

Une structure gravitaire ou une structure flottante aura une capacité de stockage limitée des hydrocarbures produits. Des pétroliers peuvent être envisagés pour transporter le produit jusqu'à sa destination. Le nombre de navires nécessaires dépendra d'un certain nombre de facteurs, dont la capacité de stockage, l'éloignement des marchés et la taille des navires de transport. Selon la classe de service de ces navires, le soutien d'un brise-glace peut être nécessaire en hiver.

Par conséquent, si des méthaniers ou des transporteurs de GNC étaient utilisés, ils seraient chargés dans l'installation de production ou sur un quai à terre. La taille de ces navires dépendrait d'un certain nombre de facteurs, dont le nombre de navires dans la flotte et l'éloignement des marchés, mais on peut s'attendre à ce qu'ils aient une longueur de 100 m ou plus. Ces navires seraient de classe appropriée aux exigences nécessaires selon lesquelles un méthanier ou un transporteur de GNC devrait être conçu afin de faire face à l'état des glaces qui seront présentes. Le chargement en mer peut être interrompu lorsque la hauteur de vagues significatives statistiquement atteint une valeur seuil.

Les options d'exploitation pourraient comprendre un ou plusieurs pipelines vers le rivage (Labrador). Si tel était le cas, un certain nombre d'installations de traitement ou d'exportation seraient nécessaires sur terre ou près des côtes. Cela nécessiterait probablement qu'un certain stockage d'hydrocarbures sur terre soit intégré aux installations. Les navires-citernes devraient pouvoir se déplacer à travers la

banquise côtière épaisse pour être amarrés et chargés. Selon la classe de service de ces navires, le soutien d'un brise-glace peut être nécessaire en hiver.

Des navires de soutien seront nécessaires pour les activités de ravitaillement, y compris le transfert du personnel, le ravitaillement et la manutention des matériaux. Selon la classe de service de ces navires, le soutien d'un brise-glace peut être nécessaire en hiver. Des vols en hélicoptère réguliers permettront la rotation des équipages et le transport de certaines pièces d'équipement plus petites.

2.3.6 Exploitation

2.3.6.1 Systèmes sous-marins

Les systèmes sous-marins nécessiteront la réalisation d'activités d'inspection, d'entretien et de réparation périodiques, ce qui nécessitera le déploiement de navires de travail et de soutien. Une capacité de gestion des glaces peut être nécessaire pour soutenir ces activités. Un véhicule sous-marin téléguidé ou des plongeurs peuvent également être déployés pour accomplir ces tâches.

2.3.6.2 Structures flottantes et gravitaires

En plus de toutes les activités associées à l'exploitation d'une structure flottante ou d'une structure gravitaire, il faut tenir compte de certaines questions spécifiques liées à l'exploitation dans des environnements de glace.

Les structures flottantes ne sont normalement pas conçues pour résister aux collisions avec des icebergs. Comme pour l'exploitation des FPSO sur les Grands Bancs, la méthode privilégiée en cas de présence d'icebergs est l'évitement, soit en déviant les icebergs ou en détachant l'unité de son amarrage.

Étant donné que la fréquence des icebergs et la présence de glace de mer dans la zone de l'EES du plateau continental du Labrador devraient être plus élevées, le détachement de structures flottantes devrait être plus fréquent que sur les Grands Bancs. Ces détachements peuvent être réalisés en fermant les puits et le système de tube prolongateur et en libérant la bouée de tube prolongateur de la coque. La bouée de tube prolongateur est ensuite immergée à une profondeur prescrite sous la surface de l'eau pour la protéger.

Des navires de soutien seront nécessaires en mer, dont un navire de réserve entièrement disponible en cas d'urgence. Les autres navires (probablement un minimum de deux) seront nécessaires pour les activités de ravitaillement, y compris le transfert du personnel, le ravitaillement et la manutention des matériaux et la gestion des glaces. Des vols en hélicoptère réguliers permettront la rotation des équipages et le transport de certaines pièces d'équipement plus petites. Le nombre de vols dépendra du nombre de membres d'équipage et du calendrier de rotation.

2.3.6.3 Pipelines

Les pipelines transportant des fluides de réservoir peuvent être sujets à la formation d'hydrates pendant l'exploitation ou en cas d'arrêt prolongé. Des systèmes d'injection des inhibiteurs d'hydrates et de rétablissement peuvent être nécessaires dans les installations de traitement sur terre ou en mer. Une canalisation parallèle plus petite sera nécessaire pour injecter du glycol dans la conduite principale pour l'inhibition des hydrates. Les systèmes de régénération du glycol permettant de gérer la quantité de glycol qui sera probablement nécessaire sont courants.

Dans le cas peu probable où les pipelines ou les conduites d'écoulement devraient être réparés, il faudrait déployer une équipe de réparation qui pourrait comprendre des câbliers, des navires de soutien de plongée et des navires de gestion des glaces. La logistique pour la réparation des pipelines dépend largement de la saison et de l'état des glaces de mer. Des procédures détaillées de réparation de la canalisation doivent être établies pendant la conception et doivent prendre en compte les scénarios estivaux et hivernaux. La réparation de la canalisation doit être planifiée et étroitement coordonnée avec un plan d'intervention d'urgence.

2.3.6.4 Intervention en cas d'urgence environnementale

Les plans d'intervention en cas d'urgence environnementale constitueront un aspect important de toute mise en valeur au large du Labrador. En général, l'exploitant du projet signe un contrat avec un organisme d'intervention pour qu'il élabore un plan d'intervention et mette en œuvre des procédures en cas d'événement de pollution. Cela nécessitera probablement le stockage, la mise à l'essai et l'entretien de l'équipement d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures à une distance raisonnable de l'installation.

Les plans d'urgence, y compris les plans d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures, sont soumis à l'Office dans le cadre du plan de protection de l'environnement et du plan de sécurité, dont l'approbation est requise avant la délivrance d'une autorisation d'exploitation (C-TNLOHE, 2006b). L'analyse conceptuelle du plan en cas d'urgence environnementale et des contre-mesures doit tenir compte des éléments suivants (tels que décrits dans les lignes directrices du plan de mise en valeur [C-TNLOHE, 2006c]) :

- les types d'urgences environnementales pour lesquelles des plans d'urgence seront mis en place;
- l'organisation générale de l'intervention en cas d'urgence, la chaîne de commandement et les principaux domaines de responsabilité;
- les procédures de notification et d'établissement de rapports internes et externes;
- l'interface entre les plans et procédures du promoteur et ceux des organisations gouvernementales et des autres exploitants;
- la formation du personnel, y compris les dispositions relatives aux exercices d'intervention;
- les besoins en personnel et en équipement pour les différents types d'intervention, y compris les besoins logistiques, le calendrier d'intervention et les stocks d'équipement prévus pour la surveillance et le suivi des déversements, ainsi que pour la retenue et le nettoyage des déversements;
- l'estimation des capacités ou des limites des équipements et des techniques de contre-mesures et leurs conséquences pour l'estimation des effets
- la possibilité de prendre des mesures pour accroître l'efficacité ou la capacité d'intervention (p. ex. des programmes de recherche et de développement);
- les capacités, le calendrier et la logistique du forage de puits de secours, et les solutions de rechange à un puits de secours (le cas échéant);
- la capacité de mettre en place un programme de surveillance dans le cas où des effets importants seraient prévus;
- des plans d'élimination des polluants et des débris récupérés.

2.3.7 Mise hors service

Les procédures de mise hors service des installations en mer qui ont atteint la fin de leur vie utile sont généralement incluses dans la législation applicable après les activités de forage d'exploration (p. ex. les règlements sur le forage [*Règlement sur le forage pour hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve*, 1993]) et après les activités de production (p. ex. les règlements et les lignes directrices en matière de production [*Règlement sur la production et la rationalisation de l'exploitation des hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve*, 1995]). Il existe également des ententes internationales relatives à la mise hors service qui abordent l'évacuation et l'immersion en mer à grande profondeur. Par exemple, l'Organisation maritime internationale a élaboré des *Directives et normes relatives à l'enlèvement d'installations au large* et définit des conditions visant à protéger la navigation et à maintenir la sécurité.

Les exigences du C-TNLOHE en matière de mise hors service comprennent, entre autres, les conditions suivantes (Erlandson Consulting Inc. et Petroleum Research Atlantic Canada, 2004) :

- concevoir toutes les installations sous-marines de manière à ce que, à la fin de la production, elles puissent être recouvertes ou enlevées afin que la zone puisse être de nouveau utilisable pour la pêche;
- concevoir la structure gravitaire de manière à ce qu'elle puisse être retirée lorsque les autorités l'exigent;
- retirer tout l'équipement sous-marin de puits abandonné au-dessus du plancher océanique et concevoir la plateforme de la structure gravitaire en vue d'un éventuel renflouage;
- s'assurer que l'autorité de certification examine la pertinence de la conception détaillée de la structure gravitaire en vue d'un éventuel renflouage.

Compte tenu de ces exigences, la mise hors service sera probablement une considération importante pour tout concept de mise en valeur dans la mer du Labrador. En général, la mise hors service des plateformes fixes en mer ou à fondation inférieure est perçue comme difficile sur le plan technique, coûteux et présentant un certain nombre de risques pour l'environnement et la sécurité (International Association of Oil and Gas Producers [OGP], 2003). La mise hors service d'une structure flottante, par sa nature, serait relativement facile en comparaison, car la majorité de l'infrastructure peut simplement être détachée et éloignée.

Avec l'arrivée à maturité des champs de la mer du Nord, le nombre d'installations devant être mises hors service dans un avenir proche a augmenté. La Convention pour la protection du milieu marin de l'Atlantique du nord-est (1998), dont les signataires comprennent la Norvège et le Royaume-Uni (UK), comporte des dispositions relatives à la prévention et à l'élimination de la pollution provenant des installations en mer. Les récentes modifications à cette convention ont essentiellement imposé l'interdiction de l'élimination en mer ou de la cessation de l'exploitation pour toutes les installations. Toutefois, des exceptions ont été faites pour les grandes structures en béton en raison de la « complexité perçue » de l'opération. Un exemple récent est celui des plateformes du champ Frigg en mer du Nord, dont la production a cessé en 2004. Les plateformes à treillis en acier sur le terrain seront complètement retirées, mais les autorités norvégiennes et britanniques ont donné leur accord pour l'abandon d'une sous-structure gravitaire en béton sur place. Une étude industrielle récente commandée par l'OGP (2003) a également relevé de nombreux problèmes liés au démantèlement des structures gravitaires en béton, y compris l'intégrité structurelle lorsque les plateformes sont soulevées du fond marin et les problèmes de poids et de flottabilité pendant le renflouage (si le

renflouage s'avère même possible).
Les plans de démantèlement sont soumis à l'examen et à l'approbation du C-TNLOHE.

2.4 Bruit associé aux activités d'exploration et de production

2.4.1 Bruit sous-marin

Les sons naturels qui contribuent aux niveaux sonores ambiants comprennent les sons associés au vent, aux tempêtes, à la glace et aux animaux marins.

L'intensité d'une source sonore est déterminée par : 1) la puissance acoustique émise (niveau d'émission), 2) l'efficacité de propagation (perte de transmission), 3) le son ambiant et 4) la sensibilité auditive de l'espèce concernée aux fréquences pertinentes. Les analyses des effets du bruit sous-marin sont basées sur le concept *Source* → *Chemin* → *Récepteur*. L'énergie acoustique provient d'une « source » qui génère des bruits sous-marins. Les sources de bruits sous-marins anthropiques associées aux activités d'exploration comprennent le forage d'exploration et de délimitation, les levés sismiques 2D et 3D, les profils sismiques verticaux et les levés des géorisques, ainsi que les activités de cessation d'exploitation des puits. Le son provenant de ces sources rayonne vers l'extérieur et se déplace dans l'eau (« chemin ») sous forme d'ondes de pression. Le niveau reçu diminue avec l'augmentation de la distance de la source. Le « récepteur » de ces sons peut être un mammifère marin, un poisson ou un invertébré. La réception des sons dépend de l'importance de l'affaiblissement de propagation entre la source et le récepteur, des capacités auditives du récepteur et de la quantité de sons naturels ambiants ou de bruits de fond dans la mer autour du récepteur. Le son ambiant sous-marin, s'il est suffisamment fort, peut empêcher un animal de détecter un autre son par un processus connu sous le nom de masquage. Le masquage peut être dû à des sons naturels (p. ex. périodes de vents forts, fortes pluies, événements pluvio-hydrologiques, mouvements de la glace et communications des animaux marins) ou à des bruits anthropiques (p. ex. navigation lointaine). La mer est un environnement naturellement bruyant et même en l'absence de sons anthropiques, ce son naturel peut « noyer » ou masquer les signaux faibles provenant de sources éloignées.

2.4.2 Bruit aérien

Les bruits aériens résulteront de l'exploitation d'aéronefs pendant l'exploration et la production et de l'équipement des navires et des plateformes situés au-dessus de la ligne de flottaison. La principale source de bruit sera probablement les hélicoptères. La propagation des bruits anthropiques dans l'air a des répercussions sur les mammifères marins, qu'ils soient sous l'eau ou, dans le cas des pinnipèdes (c'est-à-dire les phoques), qu'ils aient les oreilles au-dessus de la surface de l'eau, et dans certains cas, sur les invertébrés, les poissons et les tortues de mer. Les analyses des effets du bruit aérien sont également basées sur le concept *Source* → *Chemin* → *Récepteur*. La fréquence et l'intensité des sons provenant de diverses activités pétrolières et gazières interagissent avec les caractéristiques de propagation entre la source et le récepteur pour provoquer une variation de la qualité et de la quantité de son atteignant un récepteur. Les bruits aériens proviendront des activités de soutien des aéronefs et de l'équipement des navires et des plateformes situé au-dessus de la ligne de flottaison.

Le son se propage d'une source aérienne vers un récepteur animal marin sous l'eau de quatre façons : par un chemin direct réfracté, par des chemins directs réfractés qui sont réfléchis par le fond, par une onde « latérale » (se déplaçant en surface) et par la dispersion à partir d'une surface de mer agitée (Urick, 1972). Les types de propagation varient en importance selon les conditions locales, la

profondeur de l'eau et la profondeur à laquelle se situe le récepteur. Dans des conditions de mer calme, les bruits aériens sont réfléchis à des angles plus importants et ne pénètrent pas dans l'eau. Toutefois, certains bruits aériens peuvent pénétrer dans l'eau à des angles supérieurs à 13° lorsque des mers agitées créent des angles appropriés à la surface de l'eau (Lubard et Hurdle, 1976).

2.4.2.1 Niveaux du bruit ambiant

La mer du Labrador est la partie de l'océan Atlantique Nord qui sépare le Labrador du Groenland. La zone de l'EES s'étend du cap Chidley au nord à Battle Harbour au sud, soit essentiellement toute la côte atlantique du Labrador. Une étude réalisée par le Naval Research Laboratory des États-Unis en juillet 1972, près du méridien 45° O dans la mer du Labrador, a montré que le niveau du bruit ambiant moyen à 914 m de profondeur était de 87 décibels (dB) re 1 µPa/Hertz (Hz) à 50 Hz. Des études sur le bruit ambiant dans le monde entier ont montré une augmentation de 3 dB des niveaux par décennie entre 1950 et 2000 (Mazzuca, 2001; Andrew et coll., 2002; Ocean Studies Board, 2003), ce qui porterait le niveau à environ 96 dB aujourd'hui. Il convient de noter que cela ne correspond pas nécessairement aux niveaux dans la zone de l'EES du Labrador.

De nombreuses sources contribuent au bruit ambiant dans l'océan, des mammifères marins et de la vie océanique aux bruits anthropiques.

2.4.2.2 Bruit généré par les mammifères marins

La zone de l'EES du plateau continental du Labrador abrite une communauté écologique diversifiée. De nombreuses espèces qui vivent dans la zone de l'EES du plateau continental du Labrador ou migrent en passant par celle-ci contribuent au niveaux de bruit ambiant par des techniques de communication acoustique et d'écholocalisation. La présence de cétacés est fréquente dans la zone de l'EES du plateau continental du Labrador, surtout pendant les mois d'été, lorsque les baleines, les marsouins et les dauphins migrent vers le nord à travers la zone. Les cétacés utilisent les sons pour communiquer, se déplacer et chasser. Le tableau 2-3 résume les caractéristiques acoustiques des cétacés de la zone de l'EES du plateau continental du Labrador.

Tableau 2-3 : Caractéristiques acoustiques régionales des cétacés

Espèce	Saison/temps passé dans la région[A]	Gamme de fréquences de la communication acoustique (kHz)[4]	Intensité de la communication acoustique
Béluga	Migration occasionnelle de l'Arctique vers la côte de T.-N.-L.[1]	0,26 à 20	
Baleine à bec commune	Migration occasionnelle de la côte du Labrador vers la côte de T.-N.-L.[1]	3 à 26	
Globicéphale noir	Suit les migrations de calmars[2], mois d'été et d'hiver	1 à 18	
Petit rorqual	Mois d'été, attirés par les capelans[2]	0,060 à 20	Niveau d'émission : environ 160 dB re 1 µPa à 1 m
Rorqual à bosse	Principalement les mois d'été[2], observés tout au long de l'année dans la zone de l'EES du plateau continental du Labrador	0,020 à 8,20	Niveau d'émission : environ 175 dB re 1 µPa à 1 m
Cachalot	Principalement les mois d'été[2], observés tout au long de l'année dans la zone de l'EES du plateau continental du Labrador	0,1 à 30	Niveau d'émission : environ 170 dB re 1 µPa à 1 m
Rorqual commun	Principalement les mois d'été[2], observés tout au long de l'année dans la zone de l'EES du plateau continental du Labrador	0,010 à 28	Niveau d'émission : environ 170 dB re 1 µPa à 1 m
Rorqual bleu	Mois d'été et d'automne[3]	0,012 à 31	Niveau d'émission : environ 150 dB re 1 µPa à 1 m
Marsouin commun	Principalement les mois d'été[2], observés tout au long	0,0020	Niveau d'émission : environ

	de l'année dans la zone de l'EES du plateau continental du Labrador		100 dB re 1 µPa à 1 m
Dauphins (à flancs blancs et à becs blancs)	Principalement les mois d'été[2], observés tout au long de l'année dans la zone de l'EES du plateau continental du Labrador	0,0060 à 0,015	
Phoque barbu	Migration occasionnelle sur la glace au printemps vers le Labrador[5]	0,02 à 6	Niveau d'émission : environ 178 dB re 1 µPa à 1 m
Phoque annelé	Peu fréquent au printemps au Labrador[5]	0,4 à 16	Niveau d'émission : environ 90-130 dB re 1 µPa à 1 m
Source : 1. Guerrero, 2006. 2. MPO, 1993a. 3. Données du MPO. 4. Richardson et coll., 1995. 5. Folkens et coll., 2002.			

2.4.2.3 Trafic maritime et bruit anthropique

Les navires sont les principaux responsables du bruit de fond dans l'océan. Les niveaux sonores générés par les bateaux et les navires sont très variables, mais généralement liés au type, à l'âge, à la taille, à la puissance, à la charge et à la vitesse. Les principales sources sonores sont la cavitation et la résonance des hélices, ainsi que les systèmes de propulsion, de pompage, de compression et de génération. Un navire qui brise la glace crée un son supplémentaire, mais la majeure partie de l'augmentation du niveau sonore est due à l'augmentation de la charge sur le navire et à l'augmentation de la cavitation. Le bruit du trafic est l'effet combiné sur les niveaux de bruit ambiant de toute la navigation à longue distance et domine le bruit ambiant dans l'amplitude de fréquence de 20 à 300 Hz. Le bruit des navires de pêche éloignés contribue également au bruit ambiant, atteignant un sommet de 300 Hz (Richardson et coll., 1995).

2.4.2.4 Son généré par le vent et les vagues

Les conditions météorologiques telles que le vent et les précipitations peuvent contribuer de manière mesurable au bruit ambiant. Le bruit produit par le vent se situe dans une plage d'environ 100 Hz à 50 kilohertz (kHz), le bruit produit par les grandes vagues de surface se situe dans une plage de 1 à 20 Hz, et le bruit produit par les précipitations se situe à des fréquences supérieures à 500 Hz (Wenz, 1962).

2.4.2.5 Comparaison des niveaux de bruit

Le tableau 2-4 fournit une comparaison des niveaux de bruit naturels et potentiels liés à l'exploration.

Tableau 2-4 : Comparaison des niveaux de bruit naturels et potentiels liés à l'exploration

Source	Niveau de bruit (dB re 1 µPa)	Fréquence du bruit (Hz)	Remarques
Bruit ambiant			
Mers calmes	60	–	
Ondes modernes/surf	102	100 à 700	
Rorquals communs	160 à 186	20	Les rorquals communs produisent des séries d'impulsions de bruit d'une à cinq secondes de 3 à 4 Hz autour du niveau de 20 Hz.
Exploration sismique			
Un seul canon à air de petite taille	216	10 à 5 000	De 0 au maximum
Un seul canon à air de taille moyenne	225	10 à 5 000	De 0 au maximum
Un seul canon à air de grande taille	232	10 à 5 000	De 0 au maximum
Réseau GSC 7900	259	10 à 5 000	De 0 au maximum
Réseau ARCO 4000	255	10 à 5 000	De 0 au maximum

Réseau GECO 3100	252	10 à 5 000	De 0 au maximum
Bruit lié au forage			
Plateformes de forage autoélévatrices	119 à 127	5	
Appareils de forage semi-submersibles ancrés	154	–	Dans l'ensemble, le niveau sonore à large bande n'a pas dépassé le niveau ambiant au-delà d'environ 1 km; les niveaux reçus à 100 m seraient d'environ 114 dB re 1 µPa.
Navires de forage ancrés	174 à 185	45 à 7 070	Le bruit devrait s'atténuer pour atteindre 115 à 120 dB à des distances de 1 à 10 km.
Embarcations de ravitaillement	170 à 180	100	
Autres bruits industriels			
Chalutiers de pêche	158	À 100	
Navire de charge commercial	172	–	
Superpétrolier *Chevron London*	190	Tonalité dominante de 6,8 Hz	
Hélicoptère (Sikorsky à 305 m au-dessus de l'eau)	105	–	
Battage de pieux (distance de 1 km)	131 à 135	–	
Source : Richardson et coll., 1997, dans Hurley et Ellis, 2004; Lawson et coll., 2000, dans Hurley et Ellis, 2004; Thompson et coll., 2000, dans Hurley et Ellis, 2004.			

2.4.3 Sons générés par l'industrie pétrolière et gazière en mer

Les sources de bruits sous-marins associées aux activités d'exploration et de production comprennent :

- le forage d'exploration et de délimitation;
- les levés sismiques 2D et 3D;
- les levés des géorisques et les profils sismiques verticaux;
- les activités de production;
- les navires de soutien et les aéronefs.

Les activités associées à ce qui précède peuvent comprendre le forage de puits (puits d'exploration ou de délimitation), ainsi que des levés sismiques et autres levés géophysiques. Le processus d'extraction du pétrole et du gaz du milieu marin implique des activités à des échelles temporelles, spatiales et acoustiques très différentes. Il s'agit notamment du transport de la plateforme jusqu'au site, de l'installation de la plateforme, du bruit opérationnel et du bruit associé aux navires de soutien et aux aéronefs.

2.4.3.1 Forage d'exploration et de délimitation

Le bruit de forage sous-marin provenant de diverses plateformes en mer, d'îles artificielles et de navires de forage a fait l'objet d'études approfondies, en particulier dans les environnements arctiques. Gales (1982) a étudié le bruit sous-marin provenant des activités de forage et de production dans des endroits allant de la Californie à l'Alaska en passant par l'Atlantique, tant pour les plateformes que pour les îles artificielles. Greene (1987) a étudié le bruit de forage sous-marin provenant de navires de forage et d'une île artificielle à caissons dans la mer de Beaufort, ainsi que le bruit des navires liés à l'installation de la plateforme. Un certain nombre d'autres études sont indiquées en référence et résumées dans Richardson et coll. (1995).

Le bruit de forage résulte de multiples processus; outre la rotation du train de tiges et le mouvement associé des tuyaux lorsqu'il est alimenté, il y a l'exploitation de générateurs, de pompes,

d'équipements hydrauliques et d'autres machines en soutien direct du forage. Ce bruit est généralement restreint à l'extrémité basse fréquence du spectre, en dessous de 1 kHz. Une composante infrasonore relativement forte d'environ 1,5 Hz, correspondant à la vitesse de rotation de la plaque tournante de forage, a été mesurée par Hall et Francine (1991) pour le caisson Glomar Concrete Island Drilling System (CIDS) dans la mer de Beaufort. Ce bruit infrasonore est susceptible d'être émis par la plupart des plateformes de forage, mais peut ne pas être détecté par les appareils d'enregistrement classiques.

Le forage peut produire une énergie maximale à large bande (10 Hz à 10 kHz) d'environ 190 dB re 1µPa à 1 m. Le bruit des navires de forage à positionnement dynamique (PD) et des appareils de forage semi-submersibles provient à la fois des machines de forage et des hélices et propulseurs utilisés pour le maintien en position. Le forage génère des bruits annexes causés par le mouvement des embarcations de ravitaillement et des hélicoptères de soutien. La mise en place des plateformes de forage crée un bruit localisé pendant de brèves périodes. De puissants navires de soutien sont utilisés pour transporter ces grandes structures.

Le forage en eaux profondes est potentiellement plus bruyant que le forage en eaux peu profondes, en raison de l'utilisation d'appareils de forage à positionnement dynamique. Ce bruit peut être plus facilement couplé au chenal sonore profond pour une propagation à longue distance. Le niveau de bruit du forage à partir de n'importe quelle plateforme augmentera parfois temporairement lors d'activités telles que la descente et la remontée des tiges (extraction du train de tiges pour changer le trépan et le réinsérer ultérieurement); aucune référence à des mesures quantitatives de ces variations n'a été trouvée.

2.4.3.2 Levés sismiques bidimensionnels et tridimensionnels

Les levés sismiques bidimensionnels et tridimensionnels (voir la figure 2.1) sont le plus souvent effectués à l'aide de canons à air et de flûtes sismiques remorqués derrière un navire sismique. La durée d'un levé sismique dépend de la zone en question, mais varie généralement d'une semaine à un mois (il convient de noter qu'en fonction de l'ampleur du programme sismique, des conditions météorologiques et des retards techniques, la durée réelle d'un levé peut être de quelques mois). Un levé sismique type dure de deux à trois semaines et couvre une superficie d'environ 555 à 1 110 km. Le navire remorquant le réseau mesure généralement de 60 à 90 m de long et se déplace dans l'eau à une vitesse allant de 8 à 10 km/h (4,5 à 5,5 nœuds).

La propagation acoustique et les niveaux sonores reçus dans le milieu marin du Labrador varient en fonction de la profondeur, de l'amplitude et des propriétés environnementales (océanographiques et géoacoustiques). Les paramètres environnementaux les plus importants nécessaires pour donner des prévisions précises sont le profil de vitesse du son, la bathymétrie et la perte de fond. Le profil de la vitesse du son varie en fonction de la température et de la salinité; il varie donc en fonction des saisons et de la profondeur.

Les ensembles d'hydrophones sont remorqués sous forme de « flûtes sismiques » derrière un navire, et comprennent de 6 à 10 flûtes remorquées dans des levés 3D types. Un plus petit nombre de flûtes sismiques est remorqué dans un levé 2D type.

Les canons à air et les réseaux de canons à air sont remorqués à environ 50 à 250 m derrière un navire et « libèrent » de l'air comprimé toutes les 6 à 10 secondes pour une durée de 10 à 30 millisecondes par tir. Des ensembles d'hydrophones sous forme de câble (de 0,5 à 8 km de long)

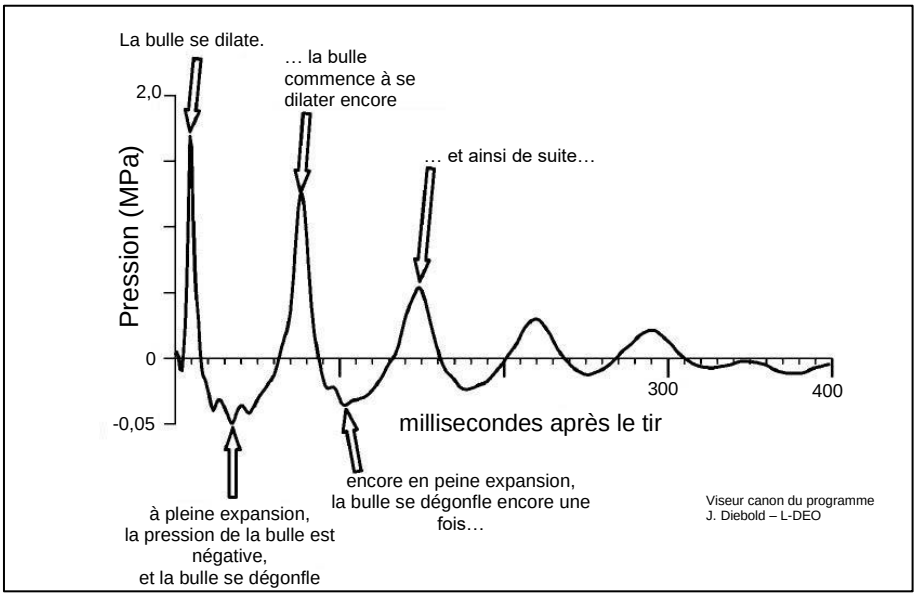
sont remorqués derrière les réseaux de canons à air pour enregistrer les ondes sonores réfléchies. Les réseaux et les hydrophones sont généralement remorqués à plusieurs mètres sous la surface de la mer. Les réseaux peuvent comprendre de 10 à 70 canons à air (Richardson et coll., 1995).

Le bruit associé aux canons à air peut varier de 215 à 235 dB re 1 µPa-m pour un seul canon à air et d'environ 235 à 260 dB re 1 µPa-m pour les réseaux (Richardson et coll., 1995). L'impulsion de pression descendante ou l'intensité de la source varie de 1 à 8 bar-m pour un seul canon ou de 12 à 174 bar-m pour un réseau (Richardson et coll., 1995); les fréquences se situent entre 10 et 300 Hz. Pour un canon à air dont l'intensité sonore est de 250 dB à la source, les niveaux de bruit à plus de 30 km de distance peuvent atteindre 117 dB.

2.4.3.3 Principes d'exploitation des canons à air

Un canon à air est une source sonore pneumatique qui crée des impulsions acoustiques à basse fréquence en générant des bulles d'air comprimé dans l'eau. La libération rapide d'air hautement comprimé (généralement à des pressions d'environ 2 000 livres par pouce carré [psi]) par la chambre du canon à air crée une bulle d'air oscillante dans l'eau. L'expansion et l'oscillation de cette bulle d'air génèrent une impulsion acoustique maximale élevée et de grande amplitude, ce qui est utile pour effectuer des profils sismiques. Les principales caractéristiques du signal de pression généré par un canon à air, comme le montre la figure 2.5, sont le maximum élevé initial et le train de bulles qui suit. L'amplitude du maximum initial dépend principalement de la pression de tir et du volume de la chambre du canon à air, tandis que la période et l'amplitude de l'impulsion de la bulle dépendent du volume et de la profondeur de tir du canon à air (figure 2.5).

Figure 2.5 : Signature de la pression d'air



Les canons à air sont conçus pour générer la majeure partie de leur énergie acoustique à des fréquences inférieures à environ 200 Hz, qui est la gamme de fréquences la plus utile pour la pénétration sismique sous les couches sédimentaires superficielles du fond marin. En général, la fréquence de sortie d'un canon à air dépend de son volume : les canons à air de grande taille génèrent des impulsions de plus basse fréquence. Cependant, en raison de la nature pulsatoire de la source, les canons à air génèrent inévitablement de l'énergie sonore à des fréquences plus élevées,

supérieures à 200 Hz, bien que l'énergie produite à ces fréquences soit sensiblement inférieure à celle des basses fréquences.

Les niveaux de source de zéro au maximum pour les canons à air individuels se situent généralement entre 220 et 230 dB re µPa-m, les canons à air plus grands générant des pressions maximales plus élevées que les plus petits. Cependant, la pression maximale d'un canon à air n'augmente qu'avec la racine cubique du volume de la chambre. En outre, l'amplitude de l'impulsion de la bulle augmente également avec le volume du canon à air et pour le géophysicien; l'impulsion de la bulle est une caractéristique indésirable du signal du canon à air, car elle masque les réflexions de sédiment. Par conséquent, afin d'augmenter l'amplitude de l'impulsion (pour voir plus profondément dans la terre), les géophysiciens combinent généralement plusieurs canons à air en réseaux. Les réseaux de canons à air présentent plusieurs avantages par rapport à un seul canon à air pour effectuer les levés géophysiques en profondeur :

- la pression maximale d'un réseau de canons à air dans une direction verticale augmente de façon presque linéaire avec le nombre de canons à air;
- les réseaux de canons à air sont conçus pour projeter les niveaux de crête maximums vers le fond marin (c'est-à-dire directement vers le bas);
- en utilisant des canons à air de plusieurs volumes différents, les réseaux de canons à air peuvent être « accordés » pour augmenter l'amplitude de la première crête et diminuer simultanément l'amplitude relative de l'impulsion de la bulle.

2.4.3.4 Niveaux d'émission du réseau de canons à air

La pression de champ lointain générée par un réseau de canons à air sismiques est sensiblement supérieure à celle d'un seul canon à air. Un réseau de 30 canons, par exemple, peut avoir un niveau d'émission de zéro au maximum de 255 dB re µPa-m dans une direction verticale. Cette valeur apparemment élevée pour le niveau d'émission peut conduire à des conclusions erronées concernant l'effet sur les mammifères marins et les poissons pour les raisons suivantes :

- les niveaux d'émission de crête des sources de levés sismiques sont généralement indiqués par rapport à la direction verticale; toutefois, en raison de la dépendance directionnelle du champ acoustique émis, les niveaux d'émission sur les côtés du réseau sont généralement plus faibles;
- les niveaux de sources de champ lointain ne s'appliquent pas au champ proche du réseau où les canons à air individuels ne s'additionnent pas de manière cohérente; les niveaux sonores de champ proche sont, en fait, inférieurs à ce dont on pourrait s'attendre des estimations de champ lointain.

Les niveaux d'énergie des canons à air diminuent généralement, et la durée du signal augmente, avec l'augmentation de la portée. En eaux peu profondes, les hautes fréquences (environ 200 Hz) arrivent généralement avant les basses fréquences (environ 70 Hz) à une portée de plusieurs kilomètres. Il en résulte un son de balayage vers le bas, semblable à un « gazouillis ». Bien que les réseaux dirigent autant d'énergie que possible, les fortes impulsions sonores vers le bas se propagent horizontalement, même en eaux peu profondes.

Greene et Richardson (1988) ont effectué des enregistrements à l'aide de canons à gaz à fond ouvert dans des eaux de 9 à 11 m de profondeur, à l'aide d'hydrophones à une profondeur de 8 m et des portées de 0,9 à 14,8 km. Les niveaux reçus allaient de 177 dB re 1 µPa à une portée de 0,9 km, à 123 dB à 14,8 km.

Le niveau d'émission acoustique d'un réseau de canons à air sismiques varie considérablement en direction horizontale et verticale, en raison de la configuration complexe des canons qui composent le réseau. Cette variabilité doit être prise en compte afin de prédire correctement le champ acoustique généré par un réseau de canons à air. Si la signature des canons à air individuels est connue, il est alors possible de calculer avec précision le niveau d'émission d'un réseau dans n'importe quelle direction en additionnant les contributions des éléments du réseau avec les délais appropriés, en fonction de leurs positions relatives.

La différence de niveau sonore entre une direction et une autre d'un réseau de canons à air est appelée sa directivité. Elle est généralement calculée à partir de la direction horizontale, en comparant les niveaux sonores enregistrés par le travers aux niveaux enregistrés en bout de ligne. Un réseau de canons à air remorqué peut avoir des niveaux sonores supérieurs de plus de 10 dB au niveau enregistré par le travers par rapport aux niveaux enregistrés en bout de ligne. La directivité d'un réseau est fonction de sa géométrie et varie en fonction des canons à air utilisés.

Levés des géorisques

Il existe plusieurs outils permettant aux géoscientifiques de se faire une idée de ce à quoi ressemble le fond de l'océan et de déterminer si les activités pétrolières et gazières présentent des risques. Le sonar actif est l'outil le plus courant pour réaliser les levés des géorisques. Les types de sonar comprennent les échosondeurs simples, les sonars multifaisceaux et les sonars à balayage latéral.

Les échosondeurs et les sonars multifaisceaux transmettent un bruit (signal) dans la colonne d'eau et mesurent le temps que met le son à revenir au récepteur; la distance jusqu'au fond ou à l'objet recherché peut être calculée de cette façon. Le sonar multifaisceaux envoie une série d'impulsions en forme d'éventail vers le fond, ce qui permet de recueillir suffisamment de données sur la profondeur pour obtenir une image très détaillée de la bathymétrie, y compris des géorisques marins présents.

Le sonar à balayage latéral est semblable au sonar multifaisceaux, mais plutôt que de mesurer le temps que met un signal à revenir à l'émetteur, il mesure l'intensité de l'écho radar. Cela crée une image du fond de l'océan où les objets qui dépassent du fond apparaissent sous forme d'image sombre (fort écho radar) et l'ombre de ces objets apparaît sous forme de zones claires (écho radar faible ou nul). Cette méthode ne permet pas d'obtenir des renseignements sur la profondeur de l'eau. Un sonar à balayage latéral est généralement remorqué derrière un navire.

Système de sonar à balayage latéral pour l'imagerie du fond marin

Le sonar à balayage latéral crée une image en deux dimensions du fond marin, ainsi que des objets qui s'y trouvent, grâce à la combinaison d'un transducteur asymétrique et du mouvement de la plateforme du sonar dans l'eau. Le sonar à balayage latéral type utilise un système de sondage à double fréquence simultanée (105 et 390 kHz). Il présente des niveaux d'émission de crête à crête de 228 dB re 1µPa à 1 m pour 105 kHz et 222 dB re 1µPa à 1 m pour 390 kHz. La cadence de tir du sonar à balayage latéral est de 3,3 fois par seconde (cadence de 300 millisecondes [ms]) à une portée de 200 m. Les largeurs de faisceau horizontal du balayage latéral sont de 1,2 degré à 105 kHz et de 0,5 degré à 390 kHz. Les deux balaient un arc (perpendiculaire au transect) de 50 degrés.

Sondeur de sédiment

Les activités de profilage de sédiment utilisent un système de profils de sismique-réflexion en profondeur (système Huntec Deep-Tow) déployé à partir de la poupe du navire effectuant des levés, à travers un support en forme de A. Le système est remorqué à environ 150 m derrière le navire effectuant des levés (selon le câble déployé, la profondeur de l'eau et la vitesse du navire) et à environ 20 à 40 m au-dessus du fond marin.

Le système Huntec Deep-Tow utilise une source acoustique à large bande avec une largeur de bande de fréquences situées entre 500 Hz et 6 kHz. La puissance de sortie est généralement de 500 joules, mais elle peut être augmentée à un kilojoule (kJ) si nécessaire. Le temps de montée de l'impulsion est inférieur à 0,1 milliseconde. L'impulsion dérivée du boumeur est principalement limitée à un cône de 60 degrés. L'amplitude maximale crête à crête est de 221 dB par rapport à 1 µPa à 1 m. Le système utilise un hydrophone interne et externe pour enregistrer l'écho radar. La résolution verticale est d'environ 10 cm, avec une pénétration de 40 m dans les sables et de 100 m dans les sédiments meubles. Il est possible d'utiliser un étinceleur, au lieu du boumeur, si les conditions du fond marin et la qualité des données le justifient. Ce système est plus omnidirectionnel et fournit une puissance de sortie semblable à une fréquence plus basse.

Échosondeur

Les levés géophysiques peuvent être effectués à l'aide d'un sondeur à faisceau unique à double fréquence ou d'un échosondeur multifaisceaux. Un échosondeur à faisceau unique type, capable de fonctionner à double fréquence, est exploité à des fréquences de 24 et 200 kHz. Les niveaux d'émission de l'échosondeur à faisceau unique sont de 219 dB re 1µPa à 1 m pour 24 kHz, et de 215 dB re 1µPa à 1 m pour 200 kHz (crête à crête). Le rythme de tir de l'échosondeur à faisceau unique est généralement de deux fois par seconde. Les largeurs de faisceau coniques sont de 9 degrés (200 kHz) et de 24 degrés (24 kHz). Un échosondeur multifaisceaux est exploité à des fréquences de 240 kHz, avec un niveau d'émission de 213 dB re 1µPa à 1 m (crête à crête). Sa cadence de tir est d'environ quatre à six fois par seconde, avec une largeur de faisceau de 1,5 degré par faisceau. Pour couvrir un arc de 150 degrés, 101 faisceaux sont utilisés perpendiculairement à la direction du transect.

Profils sismiques verticaux

Les profils sismiques verticaux (PSV) sont un ensemble de mesures de puits de forage (sismogrammes) effectuées au moyen de géophones à l'intérieur du puits et de sources sonores à la surface près du puits. Les données sismiques peuvent être recueillies pendant ou après le forage du puits. Ces mesures sont utilisées pour établir une corrélation avec les données sismiques de surface, pour obtenir des images de plus haute résolution que les images sismiques de surface et pour voir devant le trépan.

Les levés sismiques de surface courants utilisent une source sismique sur la surface terrestre ou près de celle-ci, qui émet de l'énergie qui se réfléchit sur les interfaces sous-marines et est enregistrée par un ensemble de récepteurs également situés sur la surface ou près de celle-ci. Les PSV, également connus sous le nom de levés sismiques de puits de forage, diffèrent par le fait que l'emplacement des récepteurs est restreint aux limites d'un puits de forage. Si cette contrainte limite le volume d'image, elle confère également plusieurs avantages aux levés sismiques dans le trou de forage. Par exemple, les ondes qui partent d'une source en surface, se réfléchissent sur un réflecteur sous-marin et arrivent ensuite à un récepteur de forage sont moins atténuées par les couches à faible vitesse peu profondes, car elles ne les ont traversées qu'une seule fois, comparativement aux ondes sismiques de surface, qui les ont parcourues deux fois.

L'environnement du puits de forage est généralement plus silencieux que la surface, de sorte que les récepteurs peuvent recueillir des données avec un rapport signal sur bruit plus élevé. Les récepteurs fixés dans le puits de forage enregistrent plusieurs composantes de l'énergie sismique sous la forme de formes d'ondes de cisaillement et de compression directe converties, alors que les méthodes d'acquisition sismique marine remorquée et sismique terrestre habituelles enregistrent une seule composante de données qui est traitée pour améliorer uniquement les arrivées de compression.

Les récepteurs de forage peuvent enregistrer des ondes descendantes directes ou des signaux qui ont été réfléchis par la géologie souterraine adjacente aux récepteurs. Les changements dans le signal direct enregistré à plusieurs récepteurs de forage calibrés aident à déterminer les propriétés d'atténuation des couches de recouvrement. La connaissance des propriétés d'atténuation permet de rétablir les parties du signal perdues lors de la transmission des ondes sismiques du puits de forage et de surface. Les récepteurs peuvent être positionnés avec précision à des profondeurs précises dans le puits de forage, ce qui permet aux géophysiciens de dériver un profil des vitesses de la couche à l'emplacement du puits. Cela permet de convertir en profondeur les données sismiques de surface indexées dans le temps, de sorte que les images sismiques peuvent être liées aux données de diagraphie et que la position des trépans peut être suivie sur les coupes sismiques.

Il existe de nombreuses méthodes pour obtenir des PSV. Les PSV comprennent les PSV à décalage zéro, les PSV à décalage et les PSV à déport croissant. Les PSV à décalage zéro ont des sources proches du puits de forage, directement au-dessus des récepteurs. Les PSV à décalage ont des sources situées à une certaine distance des récepteurs dans le puits de forage. Un PSV à décalage utilise une source située à une certaine distance de l'appareil de forage pendant l'acquisition pour permettre l'imagerie à une certaine distance du puits de forage. Dans le cas d'un PSV à déport croissant, la source est déplacée vers une position de plus en plus éloignée de la surface et les récepteurs sont maintenus à un emplacement fixe, ce qui permet d'obtenir un mini-profil sismique bidimensionnel dont la résolution peut être supérieure à celle des données sismiques de surface et qui offre une couverture plus continue qu'un PSV à décalage. Les déports croissants tridimensionnels, qui utilisent un réseau de surface des positions des sources, fournissent des images tridimensionnelles dans les zones où les données sismiques de surface ne fournissent pas une image adéquate en raison des effets près de la surface ou des obstructions de surface.

Avec un PSV à décalage zéro, un réseau de sources sismique est déployé sur le côté de la plateforme de forage. Un réseau de sources PSV typique serait composé de quatre canons à air de 150 pouces cubes et de quatre canons à air de 40 pouces cubes avec un niveau d'émission vertical de crête calibré de 242,5 dB re 1µPa à 1 m. La source est activée de trois à cinq fois pour créer une onde sonore qui est captée par les géophones dans le puits de forage. Les levés de PSV sont de courte durée, de quelques heures à quelques jours.

Un signal source typique de compression à décalage zéro a un balayage linéaire de 12 secondes couvrant la bande de fréquences de 10 à 200 Hz. Le contenu de fréquences pour d'autres PSV comprend de 10 à 100 Hz pour une source de compression à décalage et de 10 à 50 Hz pour une source de cisaillement à décalage nul (Mi et coll., 1999).

Trafic maritime et exploitation d'aéronefs

Divers navires de ravitaillement seront impliqués dans le soutien à l'exploration et à la production; ils rempliront un large éventail de rôles, allant de la gestion des glaces au transport du personnel, en passant éventuellement par le rajustement du produit, le réapprovisionnement et les travaux

d'inspection et d'entretien. En plus du trafic maritime, les hélicoptères joueront un rôle essentiel, notamment dans le transport du personnel vers et depuis les navires et les plateformes. Toutes ces sources de bruit contribueront à l'environnement acoustique général de la zone.

Le bruit sous-marin généré par les navires et les aéronefs associés à l'installation et à l'exploitation d'installations pétrolières et gazières peut être attribué principalement aux dragueurs, aux navires d'installation, aux remorqueurs et aux barges, aux brise-glace, aux navires de ravitaillement, aux pétroliers, aux petits navires et aux hélicoptères.

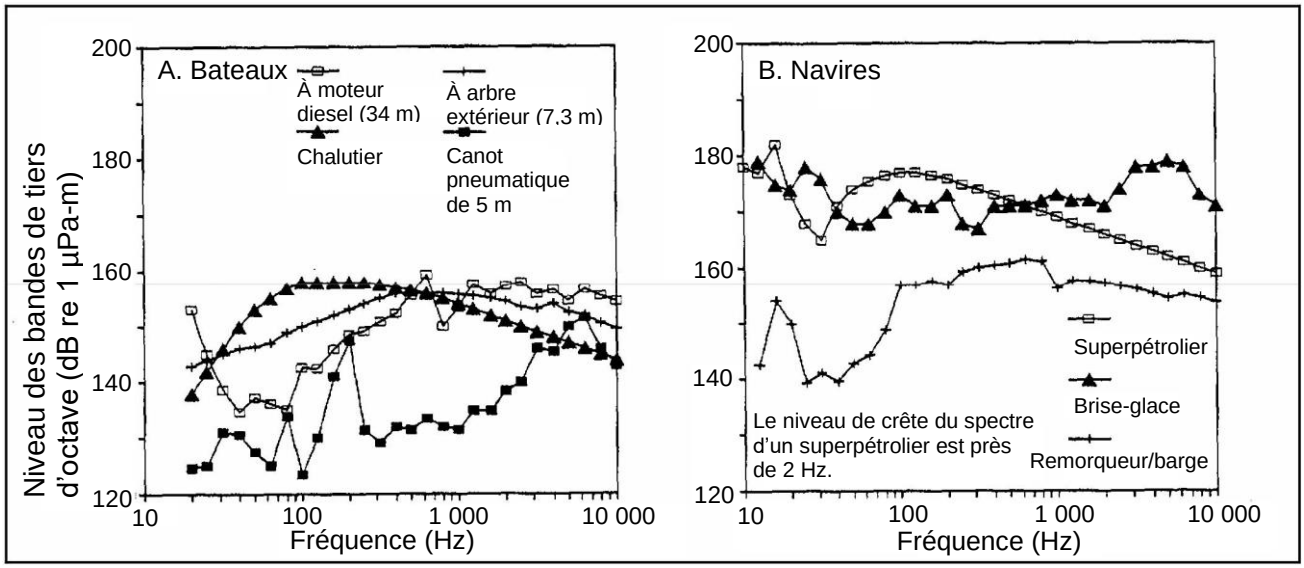
Les navires dont il est question dans cette section peuvent être caractérisés essentiellement comme des sources de bruit continu, bien que, comme on le verra plus loin, le survol d'hélicoptères soit considéré comme une source de bruit temporaire en raison de l'angle limité de propagation du son aérien dans la colonne d'eau. Les navires utilisés pour l'exploitation pétrolière et gazière en mer présentent un large éventail de tailles, de puissances et d'applications et, par conséquent, génèrent des niveaux de bruit sous-marin très différents. Le bruit des navires et des hélicoptères est constitué d'une combinaison de sons tonals et de sons à large bande qui, dans le cas des navires, dépendent de leur taille, de leur conception et de leur vitesse (Richardson et coll., 1995).

Le bruit des bateaux et des navires est principalement généré par la cavitation et la résonance des hélices, les moteurs de propulsion (bruit transmis par la coque du navire) ou d'autres machines. Le bruit provenant de l'une ou l'autre de ces sources peut être exacerbé en cas d'endommagement ou d'exploitation anormale. La cavitation est généralement la source de bruit dominante selon Ross (1976, dans Richardson et coll., 1995). On a observé que le spectre de fréquences du bruit de cavitation est un bruit à large bande constitué d'impulsions nettes qui correspondent à la fréquence de rotation de l'hélice multipliée par le nombre de pales (Erbe et Farmer, 2000). Le bruit des anciens moteurs diesel à moyenne et grande vitesse construits avec de simples bielles de connexion est suffisamment fort pour possiblement éclipser ceux de la cavitation (Ross, 1976). Les moteurs diesel modernes construits avec des bielles de connexion (que l'on trouve principalement dans les pétroliers, les navires de charge et les porte-conteneurs) sont à faible vitesse (< 250 tours/minute) et relativement silencieux. Leur principale source de bruit est la cavitation (Richardson et coll., 1995).

En général, plus le navire est grand, plus le niveau et la fréquence du son émis sont élevés. La figure 2.6 présente une comparaison des bandes de tiers d'octave associées à la fois aux petits navires et aux navires moyens à grands. Dans une exploitation utilisant des navires de tailles diverses, le bruit sera principalement généré par les navires moyens et grands. Lorsqu'ils sont exploités à une distance relativement courte, les petits bateaux équipés de moteurs de type hors-bord, tels que les canots pneumatiques, peuvent également contribuer à des niveaux de bruit sous-marin considérables.

Il y aura également un bruit associé à l'interaction entre la glace et le navire dans le cas des brise-glace, des pétroliers brise-glace et des navires de ravitaillement brise-glace.

Figure 2.6 : Niveaux sonores de tiers d'octave sous-marins estimés à un mètre pour A) les bateaux et B) les navires



Source : Richardson et coll., 1995.
Remarque : Le bruit du brise-glace provient du *Robert Lemeur* (étudié par Greene, 1987) poussant sur la glace à pleine puissance (7,2 MW) et à vitesse nulle. On estime que ce bruit est plus fort que celui généré par un remorqueur océanique tirant une charge à basse vitesse.

Les ondes sonores aériennes ne pénètrent efficacement dans l'environnement océanique qu'à l'intérieur d'un cône de 13 degrés par rapport à la verticale; une grande partie du bruit en dehors de ce cône ne pénètre pas la surface de l'eau. En raison du volume d'acceptation conique, les aéronefs sont audibles dans la colonne d'eau pendant de plus longues périodes lorsqu'ils volent à des altitudes plus élevées. En outre, la durée de l'audibilité est plus grande pour les récepteurs peu profonds (Urick, 1972; Greene, 1985).

Les hélices et les rotors constituent la principale source de bruit des aéronefs. La rotation des pales produit des sons dont les fréquences fondamentales dépendent du nombre de pales et de la vitesse de rotation. Une augmentation du nombre de pales entraîne également une augmentation correspondante de la fréquence fondamentale pour une vitesse de rotation donnée (Richardson et coll., 1995). En général, les spectres sonores sont inférieurs à 500 Hz, avec des tonalités dominantes produites en tant qu'harmoniques des vitesses de rotation des pales du rotor principal et du rotor de queue (Richardson et coll., 1995). Les tonalités associées aux moteurs et autres pièces rotatives peuvent être présentes, ce qui entraîne un nombre potentiellement important de tonalités moins importantes à de nombreuses fréquences.

2.4.3.5 Production

Des bruits supplémentaires sont générés pendant les activités de production pétrolière, qui comprennent le tubage de puits, la cimentation, la perforation, le pompage et le soutien des navires et par hélicoptère. Les activités de production peuvent générer des niveaux d'émission sonore aussi élevés que 135 dB re 1µPa à 1 km de la source (Greene et Moore 1995), ce qui suggère jusqu'à 195 dB re 1µPa à 1 m avec des niveaux de crête de 40 à 100 Hz.

Les machines de production à bord des plateformes génèrent du bruit en plus de celui généré par les activités de forage. Il existe très peu de données dans la littérature concernant les niveaux de bruit autre que celui du forage provenant des plateformes; Richardson et ses collaborateurs (1995)

résument quelques mesures signalées qui indiquent généralement des niveaux de bruit très bas, mais une caractérisation acoustique quantitative de ces activités nécessiterait beaucoup plus de données et une approche de surveillance plus normalisée. Les mesures du bruit de la plateforme de production fixe ont montré que les tonalités les plus fortes se situaient entre 4,5 et 38 Hz, mesurées à des portées de 9 à 61 m, les niveaux de crête du spectre sonore se situant entre 50 et 200 Hz. Puisque les machines de production sont généralement situées au-dessus de l'eau, le son transmis à la colonne d'eau n'est pas important.

2.5 Rejets associés aux activités d'exploration et de production

Les rejets associés aux activités d'exploration et de production peuvent comprendre des fluides et des boues de forage, de l'eau de cale, de l'eau du pont, de l'eau de ballast, de l'eau de ballast rejetée, du glycol, de l'eau de refroidissement, de l'eau produite, des déchets, des rejets de déchets divers (tels que le fluide du BOP et les laitiers de ciment) et des émissions atmosphériques. Tous les rejets devront être conformes aux limites applicables énoncées dans les *Directives sur le traitement des déchets extracôtiers* (DTDE) (Office national de l'énergie [ONE] et coll., 2002). Outre les rejets de déchets, le bruit, la lumière et les événements accidentels sont des éléments à prendre en compte dans les activités d'exploration et de production. En raison des effets environnementaux potentiels associés au bruit et aux événements accidentels, ces questions sont présentées séparément dans les sections 2.3 et 2.6.

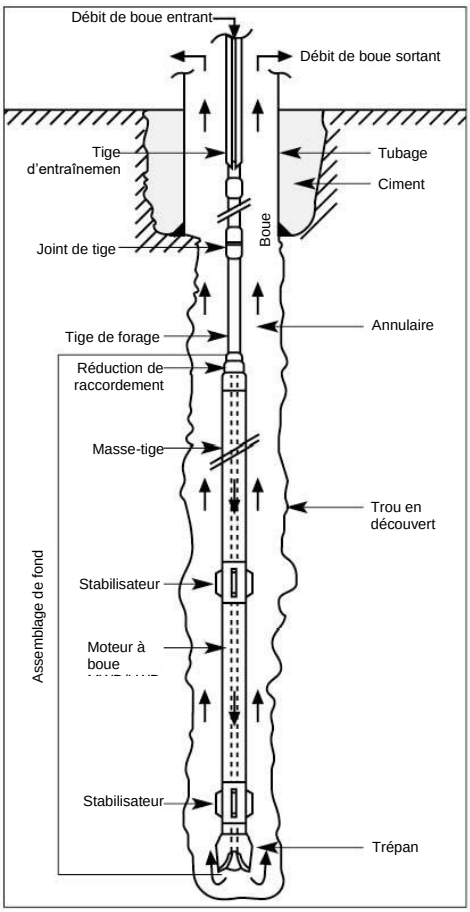
2.5.1 Boues de forage

Les boues de forage constituent un mélange complexe d'argiles, d'additifs chimiques et d'eau qui sont pompés dans la tige de forage pour lubrifier et refroidir le trépan, évacuer les déblais, contrôler les pressions de formation, sceller les formations perméables et maintenir la stabilité du puits. Les boues de forage peuvent également contribuer à minimiser les dommages causés aux réservoirs, à prévenir la formation d'hydrates de gaz, à faciliter la transmission de l'énergie hydraulique aux outils de forage, à faciliter l'évaluation de la formation grâce à l'équipement de diagraphie, à contrôler la corrosion et à faciliter la cimentation du tubage (ACPP, 2001).
Les solides de forage (ou déblais) sont les particules générées par les activités de forage et renvoyées à la surface avec les boues de forage. Les solides de forage associés aux boues à base d'eau (BBE) peuvent être rejetés après traitement. Les solides de forage associés aux boues à base d'huile (BBH) ne sont pas autorisés à être rejetés. Les solides de forage associés aux boues à base de produits synthétiques (BBPS) sont réinjectés ou, lorsque la réinjection n'est pas possible sur le plan technique, les BBPS doivent être traitées pour atteindre une concentration de 6,9 g/100 g ou moins d'huile sur les solides humides avant d'être rejetées (ONE et coll., 2002).

Tous les forages d'exploration et de production sur la côte est ont été réalisés à l'aide de BBE ou de BBPS. Hibernia réinjecte plus de 95 % de ses déblais; toutefois, la faisabilité de la réinjection des déblais dépend de divers facteurs, dont le type de plateforme de forage et la géographie propre au site, de sorte que la réinjection des déblais est plus possible pour les plateformes fixes que pour les plateformes flottantes.

Le trépan coupe la roche de formation, produisant des déblais de forage, ce qui entraîne la création du puits de forage. La boue de forage circule à travers la tige de forage et sort par les petits jets ou trous dans le trépan. La vitesse et la viscosité de la boue éloignent les déblais de forage du trépan et les transportent à la surface par l'annulaire, comme l'illustre la figure 2.7 (ACPP, 2001).

Figure 2.7 : Composantes du train de tiges illustrant la circulation des boues de forage



Source : ACPP, 2001.

À intervalles prédéterminés, un tubage en acier est cimenté dans le trou du puits, fournissant ainsi un conduit qui renvoie les boues et les déblais vers la plateforme de forage à des fins de traitement et de rejet. Les boues de forage sont coûteuses et, dans la mesure du possible, elles sont récupérées pour être réutilisées. Cependant, il restera une quantité de boue sur les déblais de forage qui sera rejetée. Les déblais de forage rejetés doivent satisfaire aux exigences relatives aux solides de forage énoncées dans les DTDE (ONE et coll., 2002) avant d'être éliminés par rejet.

Les boues et les déblais sont dispersés dans la colonne d'eau et se déposent sur le fond marin, les particules et les déblais les plus lourds se trouvant près du trou et les plus légers étant dispersés à des distances croissantes de l'appareil de forage. La dispersion des boues et des déblais est irrégulière, et grandement tributaire de la profondeur de l'eau et de la direction du courant, de même que de l'intensité. Dans certains cas, la majorité des boues et des déblais sont initialement déposés à 1 000 m de la source (Conseil national de recherches du Canada [CNRC], 1983). En fonction de l'énergie du fond, les boues et les déblais déposés peuvent persister tels quels ou subir une dispersion rapide ou prolongée (Neff, 1987). Le forage, la boue et les déblais et leurs effets potentiels ont fait l'objet de plusieurs études récentes (Husky, 2000, 2001; ACPP, 2001; Hurley et Ellis, 2004) et toutes confirment que le forage exploratoire n'a aucun effet mesurable sur le milieu marin.

2.5.1.1 Boues à base d'eau

Les BBE utilisent de l'eau douce ou des saumures comme phase liquide continue. Les boues à base

d'eau (BBE) sont généralement utilisées dans les premières parties d'un puits, y compris les puits d'exploration peu profonds. Les BBE sont généralement composées de baryte, de bentonite ou d'autres argiles, de silicates, de lignite, d'hydroxyde de sodium, de carbonate/bicarbonate de sodium, de sels minéraux, d'agents de surface, d'inhibiteurs de corrosion, de lubrifiants et d'autres additifs si des problèmes particuliers surviennent lors du forage (Thomas et coll.,1984; GESAMP, 1993). Les constituants des boues sont triés selon les *Lignes directrices sur la sélection des produits chimiques pour les activités de forage et de production sur les terres domaniales extracôtières* (ONE et coll., 1999). Le tableau 2-5 présente la composition d'un exemple de formulation typique de boues à base d'eau (BBE).

Tableau 2-5 : Composants typiques des boues de forage et volume des rejets de déblais de forage pour un puits de rejet des Grands Bancs

	Unités	Colonnes de tubage		
		Conducteur	Surface	Production
Section du puits	pouce	36	16	12 ¼
Système de radiogoniométrie		Gel/eau salée	Gel/eau salée	BBE
Profondeur (voir la remarque 4)	mètre (str)	220	1 200	3 600
Utilisation du volume	baril	897	4 199	5 246
Lessivage	%	50	30	10
Produits				
Baryte	tonnes (t)	–	58	115
Bentonite	tonnes (t)	16	65	–
Carbonate de calcium	kg	–	–	–
Caustique	kg	116	482	138
Agent de perte de fluide	kg	–	–	2 385
Inhibiteur	kg	–	–	4 769
Agent de perte de fluide	kg	–	–	9 538
Chlorure de potassium	kg	–	–	100 153
Chaux	kg	116	482	–
Inhibiteur de glycol	L	–	–	25 024
Carbonate de sodium	kg	116	482	238
Améliorant d'indice de viscosité	kg	–	–	3 577
Biocide	L	–	–	72
Déblais de forage	kg	192 032	429 562	521 786
Volume de déblais	m^3	74	165	201

Source : Husky, 2003, dans LGL Limited, 2005a.
Remarques :
1. Trois scénarios ont été pris en compte. La section du puits de 310 mm (12 ¼ pouces) varie en profondeur avec chaque scénario.
2. Section du puits de 900 mm (36 pouces) et 400 mm (16 pouces) – rejet près du fond marin.
3. Les BBE sont utilisées pour le puits complet.
4. Toutes les profondeurs sont mesurées sous la table de rotation (str). La table de rotation se trouve à 145 m au-dessus du fond de la mer.

Les BBE qui ont été utilisées ou qui sont excédentaires peuvent être directement rejetées en mer sans traitement (ONE et coll., 2002). Les exploitants devraient avoir des procédures qui réduisent la nécessité d'éliminer en vrac ces boues après un changement de boue de forage ou l'achèvement d'un programme de forage.

2.5.1.2 Boues à base de produit synthétique

Les BBPS font référence à une émulsion inverse dont la phase continue est composée d'un ou de deux liquides produits par la réaction d'une charge particulière d'alimentation purifiée plutôt que par des procédés de séparation physique tels que le fractionnement, la distillation et les réactions chimiques mineures. Les BBPS sont produits pour reproduire les propriétés favorables des BBE et des BBH.

Les BBPS ont été mises au point pour remplacer les BBH, qui étaient toxiques et étaient en partie responsables de la longévité des piles de déblais. Les BBPS sont généralement utilisés pour le forage

à longue portée (c'est-à-dire de la terre vers le large), le forage directionnel et dans les eaux profondes où la stabilité et l'intégrité du trou sont essentielles. Les fluides de forage synthétiques (FFS) utilisés dans la préparation des BBPS sont insolubles dans l'eau et, par conséquent, les BBPS ne se dispersent pas dans l'eau de la même manière que les BBE (Hurley et Ellis, 2004). Par conséquent, comme les BBPS ont tendance à couler au fond de la mer, la recherche s'est concentrée sur la toxicité dans la phase sédimentaire plutôt que dans la phase aqueuse.

Les DTDE (ONE et coll., 2002) exigent que les BBPS (si leur utilisation est approuvée par le délégué à l'exploitation) soient récupérés et recyclés, réinjectés au fond de puits ou transférés sur le rivage pour une élimination approuvée (ONE et coll., 2002). Le rejet des BBE entières n'est pas permis.

Propriétés des fluides de forage synthétiques

Les FFS utilisés comme fluide de base dans les BBPS ont généralement une concentration totale d'hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP) inférieure à 10 mg/kg (moins de 0,001 %) et ne présentent pas de toxicité aiguë dans la plupart ou la totalité des essais de toxicité marine. Parmi les exemples de fluides de forage synthétiques qui entrent dans la composition des BBPS, citons les oléfines internes C16-C18, les poly(alpha-oléfines), les alpha oléfines linéaires, les esters et les esters à faible viscosité, ainsi que d'autres FFS tels que les fluides paraffiniques (c'est-à-dire les hydrocarbures saturés ou les alcanes). L'une des boues de forage utilisées sur les Grands Bancs est une BBPS contenant PureDrill IA-35 ou PureDrill 1A-35LL comme fluide de base, ainsi que des alourdissants, des agents de mouillage, des produits dispersants et d'autres additifs. Le fluide de forage synthétique (FFS) PureDrill IA-35 utilisé dans les BBPS des Grands Bancs est classifié comme un alcane synthétique d'une grande pureté composé d'isoalcanes et de cycloalcanes (Williams et coll., 2002). PureDrill IA-35 est un fluide propre, incolore, inodore et qui peut être manipulé en toute sécurité (Williams et coll., 2002a). Sa concentration de composés aromatiques est de moins de 0,01 % et sa concentration d'HAP est de moins de 0,001 ppm. Il est non toxique pour les humains, les plantes et la vie marine.

PureDrill IA-35 avait fait l'objet d'une évaluation à l'aide du système de gestion des produits chimiques en mer (SGPCM). Le fluide a été examiné dans l'optique de l'installation, de la santé humaine et de l'environnement (Williams et coll., 2002a). L'huile de base PureDrill IA-35 (FFS) est une composante d'un circuit de boues complet appelé ParaDrill qui a été classifié dans le groupe E par le système de classification Offshore Chemical Notification System (OCNS) utilisé au Royaume-Uni. La classification dans le groupe E est la meilleure cote que l'on puisse obtenir selon le système OCNS et elle est attribuée aux produits chimiques qui ont une toxicité relativement faible ou qui ne sont pas bioaccumulables ou sont facilement biodégradables. Le tableau 2-6 présente la formulation de ParaDrill-IA, une BBPS couramment utilisée sur les Grands Bancs.

Tableau 2-6 : Composition de ParaDrill-IA

Composant	But
PureDrill IA-35	Fluide de base
NOVAMULL L	Émulsifiant primaire
NOVAMOD L	Modificateur de rhéologie
NOVATHIN L	Fluidifiant
MI-157	Mouillant
HRP	Modificateur de rhéologie
TRUVIS	Viscosité
VERSATROL	Contrôle de la filtration
ECOTROL	Contrôle de la filtration (solution de rechange)
Chaux	Alcalinité
Chlorure de calcium	Salinité
Eau	Phase dispersée
Baryte	Densité
Source : Williams et coll., 2002, dans LGL Limited, 2005a.	

Les données sur la toxicité de PureDrill IA-35 (Harris, 1998) sont les suivantes :

- CL_{50} pour 96 heures de plus de 500 000 ppm pour le mysis;
- CL_{50} pour 96 heures de plus de 400 000 ppm pour la truite arc-en-ciel;
- CL_{50} pour 10 jours de 2 633 mg/L pour les amphipodes (*Corophium volutator*);
- CL_{50} pour 20 jours de plus de 50 000 mg/L pour le genre *Macoma*;
- CI_{50} (20 minutes) de plus de 100 % pour la fécondation des échinidés (*Lytechinus pictus*);
- CE_{50} de plus de 100 % pour la bioluminescence bactérienne (test Microtox à l'aide de*Vibrio fischeri*).

Les études de toxicité menées par le MPO sur la plie canadienne *(Hippoglossoides plastessoides*) et l'amphipode *Rhepoxynius abronius* sur les déblais de forage d'Hibernia ont révélé ce qui suit :

- aucune toxicité aiguë chez les plies canadiennes juvéniles exposées pendant 30 jours à des déblais d'Hibernia, ce qui correspond approximativement aux concentrations d'hydrocarbures trouvées entre 200 et 500 m des appareils de forage dans la mer du Nord (Payne et coll., 2001a);
- dans une étude sur la relation dose-effet chez les amphipodes, une réaction toxique ne s'est produite qu'à une concentration d'hydrocarbures de 5 000 ppm. Les déblais ont montré un faible potentiel de toxicité aiguë et des extrapolations ont été effectuées pour déterminer la taille possible des zones toxiques. Les extrapolations indiquent un risque de toxicité faible ou nul à 1 000 m ou moins de la plateforme (Payne et coll., 2001b).

2.5.2 Laitiers de ciment et fluide du bloc obturateur de puits

La partie supérieure d'un puits (60 à 1 200 m) peut être forée dans des sédiments sans tubage à l'aide d'un procédé appelé le « battage au câble ». Le train de tiges est retiré et une tige de forage (tubage) est insérée et cimentée en place. D'après l'expérience acquise avec les puits d'exploration précédents (Husky, 2000), un excès de ciment peut être rejeté dans l'environnement.

Le fluide du bloc obturateur de puits (BOP), un mélange de glycol et d'eau, est utilisé dans le BOP pendant le forage. Des essais périodiques du fluide du BOP sont nécessaires, ce qui entraîne le rejet de petites quantités de glycol (LGL Limited, 2002). Les BOP sous-marins utilisés avec les appareils de forage semi-submersibles et les navires de forage libèrent généralement une plus grande quantité

de fluide que les BOP de surface sur une plateforme autoélévatrice. Parfois, un véhicule sous-marin téléguidé (VST) est nécessaire pour exploiter directement les fonctions du BOP sous-marin par une interface appelée « *hot stab* ». De petites quantités de fluide du BOP peuvent être rejetées lors des activités.

2.5.3 Eau produite

L'eau produite comprend l'eau de formation, l'eau injectée et l'eau de procédé extraite en même temps que le pétrole et le gaz durant la production d'hydrocarbures. Peu ou pas d'eau produite est associée aux programmes de forage d'exploration; elle constitue un flux de déchets primaire pendant la production. L'eau produite est généralement rejetée dans le milieu marin (bien qu'elle soit réinjectée dans certains champs). Les DTDE actuelles (ONE et coll., 2002) exigent que l'eau produite soit traitée de manière à ce que la teneur en huile de l'eau produite rejetée soit de 30 mg/L.

L'eau produite est plus chaude que le milieu récepteur et contient de l'huile résiduelle provenant de la formation. L'eau produite peut également contenir divers métaux traces et radio-isotopes. Le tableau 2-7 indique la composition chimique typique de l'eau produite. Au cours des activités d'exploration, s'il y a présence d'eau produite durant les essais d'écoulement, celle-ci est traitée avant d'être rejetée ou atomisée dans la torche.

Tableau 2-7 : Composition chimique de l'eau produite par les plateformes de la mer du Nord norvégienne

Composé	Unités	Statfjord	Gullfaks	Ekofisk 2/4 B-K	Ekofisk 2/4 B	Tor	Ula
Carbone organique total (COT)	mg/L	850	61	180	–	85,5	71
Hydrocarbures totaux (HT)	mg/L	15	35	–	–	–	50
Total des hydrocarbures aromatiques	mg/L	6	9,56	5,67	66,95	–	15
Benzène-toluène-xylène (BTX)	µg/L	4	5	5,41	66,90	1,1	12
Naphtalènes	mg/L	0,942	2,16	0,247	0,052	0,597	–
Naphtalène		0,261	0,398	0,157	0,038	0,073	–
C1-naph	mg/L	0,35	0,628	0,062	0,012	0,17	–
C2-naph	mg/L	0,199	0,584	0,018	0,002	0,204	–
C3-naph	mg/L	0,132	0,55	0,010	0,0005	0,155	–
Phénanthrènes	mg/L	45	90	6,26	0,28	135	–
Phénanthrène	mg/L	–	–	2,09	0,08	–	–
C1-phénanthrène	mg/L	–	–	2,43	0,12	–	–
C2-phénanthrène	mg/L	–	–	1,74	0,08	–	–
C3-phénanthrène	mg/L	–	–	n.d.	n.d.	–	–
Dibenzothiophènes	µg/L	8,6	22,7	1,39	0,15	10	–
Dibenzothiophène	µg/L	–	–	n.d.	n.d.	–	–
C1-dibenzothiophène	µg/L	–	–	1,39	0,03	–	–
C2-dibenzothiophène	µg/L	–	–	n.d.	0,12	–	–
C3-dibenzothiophène	µg/L	–	–	n.d.	n.d.	–	–
Total des naphtalènes, phénanthrènes et dibenzothiophènes (NPD)	µg/L	1	2,27	0,254	0,055	0,74	–
Acénaphtylène	µg/L	–	–	0,89	0,02	–	–
Acénaphtène	µg/L	0,001	0,001	n.d.	0,04	0	–
Fluorène	µg/L	12	11,3	n.d.	0,33	8,1	–

Composé	Unités	Statfjord	Gullfaks	Ekofisk 2/4 B-K	Ekofisk 2/4 B	Tor	Ula
Fluoranthène	µg/L	0,0854	0,195	n.d.	n.d.	0,24	–
Pyrène	µg/L	0,0894	0,194	n.d.	0,08	0,42	–
Chrysène	µg/L	0,226	0,398	–	–	0	–
Benz(a)anthracène	µg/L	0,0193	0,311	n.d.	n.d.	0,23	–
Benzo(a)pyrène	µg/L	0,001	0,001	n.d.	n.d.	0	–
Benzo(ghi)pérylène	µg/L	0,001	0,001	n.d.	n.d.	1,35	–
Benzo(k)fluoranthène	µg/L	0,0197	0,0528	n.d.	n.d.	0,016	–
Total des HAP de 3 à 6 noyaux	µg/L	66,04	125,15	0,89	0,47	155,36	–
Total des phénols	mg/L	8,3	2,7	1,03	2,56	3,62	0,09
Phénol	mg/L	5,1	0,8	0,61	0,97	2,19	0,033
C1-phénol	mg/L	2,5	0,86	0,19	0,83	1,1	0,028
C2-phénol	mg/L	0,4	0,6	0,14	0,57	0,254	0,02
C3-phénol	mg/L	0,13	0,18	0,06	0,26	0,0316	0,0006
C4-phénol	mg/L	0,026	0,1	0,03	0,02	–	–
C5-phénol	mg/L	0,016	0,065	n.d.	n.d.	–	–
C6-phénol	mg/L	0,013	0,11	n.d.	n.d.	–	–
C7-phénol	mg/L	0,005	0,012	n.d.	n.d.	–	–
Total des acides organiques	mg/L	895	55	323	577	234	–
Acide formique	mg/L	–	–	148	275	–	–
Acide acétique	mg/L	732	15,6	132	267	104	9,5
Acide propionique	mg/L	106	8,9	35,2	27,4	10	1,2
Acide butylique	mg/L	39	14,1	6,35	5,18	–	1,5
Acide valérique	mg/L	18	8,2	1,61	2,17	–	0,6
Acide carbolique	mg/L	9	8,2	n.d.	0,09	–	–
Acides organiques de plus de C6	mg/L	–	–	n.d.	n.d.	–	–
Méthanol	mg/L	–	–	6,3	33,9	–	–
Salinité Cl-	mg/L	–	–	30 400	–	90 500	40 400
Ammonium	mg/L	24,5	26,9	–	–	–	0,1
Plomb	µg/L	50	50	n.d.	–	80	270
Cuivre	µg/L	2	2	20	–	600	20
Fer	mg/L	–	–	4	–	8,9	23
Baryum	mg/L	–	–	28,2	–	42,1	12
CS-VI	µg/L	10	10	6	–	0,08	40
Mercure	µg/L	1.9	1.9	n.d.	–	–	9
Zinc	µg/L	6,8	13	13	–	200	0,26
Cadmium	mg/L	10	10	n.d.	–	–	0,02
H_2S	mg/L	0,12	0,17	–	–	–	–
Radioactivité totale	Bq/L	–	–	–	–	–	–
40K	Bq/L	–	–	–	–	–	–
226Ra	Bq/L	–	–	–	–	–	–
Source : Røe et Johnsen, 1996, dans LGL Limited, 2005b.							

La littérature scientifique indique que la toxicité de l'eau produite est liée à la composition chimique de l'eau produite et qu'elle est donc très variable, allant de non toxique à toxique. Les agents responsables de la toxicité observée dans les eaux produites ne sont pas connus. Toutefois, on a émis l'hypothèse que les réactions toxiques peuvent être liées à des concentrations extrêmement élevées de solides dissous (salinité), à des rapports modifiés d'ions d'eau de mer, à un taux élevé d'ammoniac (Moffitt et coll., 1992), à des hydrocarbures, à du sulfure d'hydrogène et à des composés volatils (Sauer et coll., 1992).

2.5.4 Émissions atmosphériques

Les installations d'exploration sont généralement présentes dans une zone pour une courte durée (p. ex. le forage d'exploration dure généralement de 40 à 90 jours, en fonction de la profondeur de l'eau et des puits à forer). Les émissions atmosphériques des activités de production proviennent du torchage, des gaz d'échappement des générateurs, des gaz d'échappement des navires de soutien et des hélicoptères, des émissions fugitives des réservoirs de stockage et d'autres émissions connexes associées aux activités de production. Bien que les émissions atmosphériques n'aient suscité que peu d'inquiétude jusqu'à présent, l'intérêt croissant de la société pour les gaz à effet de serre (GES) et les questions liées aux changements climatiques, les émissions atmosphériques pourraient faire l'objet d'une plus grande attention dans la zone de l'EES du plateau continental du Labrador que dans le cadre des activités d'exploration et de production en mer menées jusqu'à présent.

La principale source d'émissions atmosphériques associée aux activités courantes de forage d'exploration (Husky Energy, 2007) comprend :

- la combustion de carburant diesel pour la production d'énergie sur l'appareil de forage;
- le torchage pendant tous les essais de puits requis;
- les émissions fugitives seront considérées comme une source négligeable.

Les gaz d'échappement seront émis par les générateurs à moteur diesel des appareils de forage et les navires de soutien. On sait que les gaz d'échappement contiennent des émissions d'oxydes d'azote, de dioxyde de carbone et de méthane. Ces émissions, qui constituent les émissions de gaz à effet de serre, sont enregistrées en équivalent dioxyde de carbone (éq. CO_2). Husky Energy (2007) a indiqué que les émissions atmosphériques d'un appareil de forage typique équipé de deux moteurs d'une puissance de moins de 600 HP, effectuant des forages de développement toute l'année, produisaient environ 18 509,34 tonnes d'éq. CO_2 par an (CO_2 [17 690,57] + N_2O [2,58] + CH_4 [0,90]).

Les essais de puits sont essentiels pour déterminer l'état des réservoirs et des fluides. Les activités de torchage pendant les essais de puits requis produisent des émissions atmosphériques de l'ordre de 1 650 tonnes d'éq. CO_2e par essai (Husky Energy, 2007). Les évaluations environnementales propres au projet peuvent envisager de limiter les activités de torchage aux seuls essais nécessaires pour déterminer les paramètres du réservoir.

Les émissions fugitives provenant des vannes, des joints, des conduites ouvertes libèrent des émissions atmosphériques. Cependant, cette source représente généralement moins de 1 à 2 % des émissions globales et est donc considérée comme négligeable (Husky Energy, 2007).

Dans le cadre d'une stratégie de planification, toutes les stratégies de réduction potentielles devraient être étudiées et analysées au cours des premières étapes de la planification et de la conception d'un projet, lorsque les meilleures options technologiques applicables selon la meilleure technique existante d'application rentable (MTEAR) sont plus faciles et plus économiques et réalisables. Les exploitants doivent estimer les quantités annuelles de GES qui seraient émises par leurs installations en mer, fournir une description des moyens potentiels pour les réduire et les déclarer, et calculer et déclarer les GES émis par l'installation chaque année, conformément aux exigences des DTDE (ONE et coll., 2002). Les exploitants d'une installation de forage ou de production doivent déterminer le type et l'importance des émissions de composés organiques volatils (COV) et les déclarer conformément aux meilleures pratiques de gestion existantes pour les activités pétrolières et gazières au Canada.

Plusieurs technologies et stratégies de réduction des GES sont plus susceptibles d'être réalisables si elles sont intégrées lors de la construction d'un projet.

Les contaminants atmosphériques les plus préoccupants en ce qui concerne les émissions atmosphériques sont le dioxyde de carbone (CO_2), le monoxyde de carbone (CO), les oxydes de soufre (SO_X), les oxydes d'azote (NOX) et la matière particulaire (PM). On estime qu'un appareil de forage typique consomme environ 110 barils de diesel par jour. Chaque baril contient environ 42 gallons américains (159 L) de carburant.

Les facteurs d'émissions représentatifs des contaminants atmosphériques rejetés dans l'atmosphère par type de source ont été estimés à l'aide de l'*Emission Factor Inventory* de l'AP-42 de l'Environmental Protection Agency (EPA) des États-Unis par Husky Energy et Norsk Hydro Canada (2006) pour un puits de délimitation. Les renseignements qui en résultent sont basés sur l'hypothèse que les pertes par évaporation sont négligeables dans les moteurs diesel en raison de la faible volatilité du diesel et, par conséquent, seules les émissions de contaminants atmosphériques émis par les gaz d'échappement ont été prises en compte. On a également supposé que tout le soufre contenu dans le carburant est converti en SO_2. Par conséquent, pour un carburant ayant une teneur en soufre de 0,5 %, un facteur d'émission de 0,505 s'appliquerait.

Le tableau 2-8 évalue et illustre les émissions quotidiennes de contaminants atmosphériques dans le cas de l'hypothèse de 110 barils de carburant par jour. Lorsqu'aucune analyse formelle n'a été effectuée sur les émissions atmosphériques d'un appareil de forage semi-submersible, les émissions résultantes seraient un peu plus élevées en raison de la consommation plus élevée de carburant pour des activités telles que le maintien en position (Husky Energy et Norsk Hydro Canada, 2006). Ces émissions sont comparables aux émissions provenant d'un seul grand porte-conteneurs du type couramment présent dans la zone du bassin Jeanne d'Arc.

Tableau 2-8 : Émissions quotidiennes des principaux contaminants atmosphériques pour le projet, l'appareil de forage consommant 100 barils de carburant par jour

Contaminant	Carburant diesel (barils/jour)	Gallons américains/jour	Énergie produite par jour (MMBTU)	Facteur d'émission (lb/MMBTU)	Émissions de contaminants (lb/jour)	Émissions de contaminants (tonnes/jour)
NO_X	110	4 620	642	3,2	2 055	0,93
CO_X	110	4 620	642	0,85	546	0,25
SO_X	110	4 620	642	0,505	324	0,15
CO_2	110	4 620	642	165	105 960	48
PM	110	4 620	642	0,1	64	0,03

Source : Husky Energy et Norsk Hydro Canada, 2006.
Remarque : MMBTU = 100 000 BTU.

Les chiffres indiqués au tableau 2-8 (Husky Energy et Norsk Hydro Canada, 2006) pour un appareil de forage typique correspondent à moins de 0,2 % des émissions de gaz à effet de serre pour Terre-Neuve-et-Labrador (selon les données sur les émissions de gaz à effet de serre de 2003).

2.5.5 Eau de ballast rejetée

L'eau de ballast rejetée est de l'eau de mer qui est pompée dans les chambres de stockage du pétrole et hors de celles-ci (par des moyens mécaniques ou naturels [gravité]) sur certains types d'installations de production (structures gravitaires) pendant les activités de production et de déchargement du pétrole. L'eau de ballast qui est rejetée doit être traitée pour réduire sa concentration

en huile à 15 mg/L ou moins (ONE et coll., 2002).

2.5.6 Eau de cale et de ballast

L'eau de cale est de l'eau de mer qui peut s'infiltrer ou s'écouler dans la structure à partir de différents points d'une installation en mer. L'eau de ballast est utilisée pour maintenir la stabilité d'une installation en mer. Les hydrocarbures (s'ils sont présents) dans l'eau de cale et de ballast rejetée doivent être traités pour atteindre des concentrations de 15 mg/L ou moins avant d'être rejetés.

2.5.7 Eau du pont

Le pont d'une installation en mer peut être exposé à l'eau provenant d'un certain nombre de sources, notamment les précipitations, les embruns ou le lavage par la mer et les exercices d'évacuation en cas d'incendie. Les installations en mer disposent souvent de systèmes distincts pour les zones où l'eau du pont peut être contaminée par des hydrocarbures. L'eau du pont susceptible d'être contaminée par des hydrocarbures doit être traitée pour atteindre 15 mg/L ou moins avant d'être rejetée dans le milieu marin, conformément aux DTDE (ONE et coll., 2002).

2.5.8 Eau de refroidissement

L'eau de refroidissement est de l'eau de mer (généralement traitée au chlore pour empêcher la croissance d'organismes marins) qui est utilisée pour éliminer la chaleur des systèmes de production; lors de son rejet, elle est plus chaude que le milieu récepteur. Le délégué à l'exploitation peut imposer des limites de concentration de chlore résiduel pour toute eau de refroidissement rejetée (ONE et coll., 2002). Le délégué à l'exploitation (C-TNLOHE) doit également approuver tout autre agent biocide.

2.5.9 Eaux usées et déchets de cuisine

Les eaux usées et les déchets domestiques proviennent de 10 à environ 200 employés, selon le type de la plateforme d'origine (mobile ou permanente). Les eaux usées et les déchets de cuisine devraient être broyés en particules de taille égale ou inférieure à 6 mm avant d'être rejetés en mer.

2.5.10 Produits en vrac solides

La barytine ($BaSO_4$), la bentonite (argile) et le ciment sec sont des rejets potentiels non courants. Cela peut se produire à partir de l'appareil de forage ou des navires de ravitaillement ou de soutien. La barytine et la bentonite sont des composés naturels. Le ciment est composé aux deux tiers en masse de silicates de calcium, le reste étant constitué d'aluminium et de fer et d'autres composés.

2.6 Événements accidentels

Les éruptions et les déversements accidentels au cours des activités de forage sont examinés dans cette section. Les rejets opérationnels d'autres hydrocarbures et de déchets, comme l'eau produite, sont généralement exclus ici, car ils ne sont pas inclus dans les rapports d'incident en cas de déversement. Les éruptions et les déversements sont deux types d'événements accidentels qui peuvent se produire au cours des activités d'exploration et de production. Les événements accidentels de type éruption sont traités dans la section 2.6.3, tandis que les événements accidentels de type déversement sont traités dans la section 2.6.6.

2.6.1 Histoire des déversements de l'industrie pétrolière et gazière en mer

Par rapport à d'autres industries susceptibles de rejeter des hydrocarbures dans le milieu marin, le

bilan de l'industrie de l'exploration, de la mise en valeur et de la production de pétrole et de gaz en mer (l'industrie pétrolière et gazière en mer [E et P]) est bon. Une étude récente sur la pollution marine par les hydrocarbures, réalisée par le National Research Council (NRC) des États-Unis (2002), indique que les rejets accidentels de pétrole par les plateformes contribuent à environ 0,07 % de l'apport total de pétrole dans les océans du monde (0,86 millier de tonnes par an par rapport à 1 300 milliers de tonnes par an – voir le tableau 2-9).

Le bilan des événements accidentels est particulièrement bon sur la zone externe du plateau continental des États-Unis, où 37 000 puits forés et plus de 13 milliards (10^9) de barils[1] de pétrole et de condensat ont été produits entre 1972 et 2006; 18 éruptions ont entraîné un rejet de pétrole ou de condensat. Le total des hydrocarbures rejetés lors de ces 18 événements s'élève à environ 1 156 barils.

Tableau 2-9 : Estimations des rejets annuels de pétrole par source (1990 à 1999)

Sources des rejets annuels de pétrole	Amérique du Nord	À l'échelle mondiale
Émissions naturelles	**160**	**600**
Extraction du pétrole	**3,0**	**38**
Plateformes	0,16	0,86
Dépôts atmosphériques	0,12	1,3
Eaux produites	2,7	36
Transport du pétrole	**9,1**	**150**
Déversements provenant de pipelines	1.9	12
Déversements provenant de navires-citernes	5,3	100
Rejets opérationnels [eaux de nettoyage de cargaison]	n.d.[1]	36
Déversements provenant d'installations côtières	1.9	4.9
Dépôts atmosphériques	0,01	0,4
Consommation de pétrole	**84**	**480**
Terrestre [rivière et ruissellement]	54	140
Embarcations marines de plaisance	5,6	n.d.[2]
Déversements [navires autres que des navires-citernes]	1,2	7,1
Rejets opérationnels [navires de jauge brute de 100]	0,10	270
Rejets opérationnels [navires d'une jauge brute de moins de 100]	0,12	n.d.[3]
Dépôts atmosphériques	21	52
Carburant d'aéronef largué	1,5	7,5
TOTAL	**260**	**1 300**

Source : National Academy of Sciences (NAS) des États-Unis, 2003.
Remarques : Estimations de la quantité de pétrole en milliers de tonnes.
Le nettoyage de cargaison n'est pas autorisé dans les eaux américaines, mais ne fait pas l'objet de restrictions dans les eaux internationales. On a donc supposé que cette pratique n'est pas fréquente dans les eaux américaines.
Les quantités mondiales d'embarcations de plaisance n'étaient pas disponibles.

L'évaluation de la probabilité d'éruption et de déversement dans la zone de l'EES du plateau continental du Labrador s'appuie sur des statistiques recueillies à l'échelle nationale et internationale. On suppose que les pratiques et les technologies qui seront utilisées dans la zone de l'EES du plateau continental du Labrador seront semblables à celles utilisées dans d'autres activités pétrolières et gazières en mer dans le monde, en particulier dans les eaux de la zone externe du plateau continental des États-Unis et dans la mer du Nord. L'analyse utilise les statistiques des secteurs britannique et

[1] L'industrie pétrolière utilise généralement le baril de pétrole comme unité de volume pour les hydrocarbures (qui est différent du baril américain et du baril britannique). Il y a 6,29 barils de pétrole dans un mètre cube (m^3). La plupart des statistiques sur les déversements utilisées dans ce rapport sont tirées de publications qui utilisent les barils de pétrole comme unités de volume pour les hydrocarbures.

norvégien de la mer du Nord, en partant du principe que leurs conditions météorologiques sont extrêmes. Bien qu'il soit reconnu que l'EES du plateau continental du Labrador est un environnement unique, des pratiques de forage comparables s'avèrent un meilleur déterminant de la probabilité de déversement.

2.6.2 Sources d'information

Plusieurs sources et statistiques sont disponibles pour caractériser et quantifier la proportion relative des sources de pétrole rejetées dans le milieu marin. Les statisticiens du Minerals Management Service (MMS) des États-Unis ont produit un grand nombre de documents sur la probabilité de déversement d'hydrocarbures en mer dans la zone externe du plateau continental des États-Unis. Comme ces statistiques sur les déversements d'hydrocarbures ont fait l'objet d'un examen approfondi par les pairs et sont régulièrement mises à jour, elles seront utilisées comme principale source d'information. Ces sources sont citées en raison du long intervalle de déclaration, qui remonte à 1964, avec de fréquentes mises à jour depuis sur les compilations statistiques et de la haute qualité des rapports et analyses réalisés. La plupart des données examinées dans ce rapport sont disponibles sur Internet à l'adresse suivante : http://www.mms.gov/stats/index.htm (en anglais seulement). Une autre source d'information est une étude réalisée par Scandpower (2000), qui analyse les statistiques sur les éruptions liées aux activités dans les secteurs norvégien et britannique de la mer du Nord, ainsi que dans la zone externe du plateau continental du golfe du Mexique (GM) aux États-Unis. La proximité de l'exploitation américaine avec les activités de forage au large du Canada et les équipements et les pratiques de forage généralement similaires utilisées rendent ces données pertinentes et informatives.

Le rapport *Oil in the Sea III* (2003) de la National Academy of Sciences (NAS) des États-Unis indique qu'environ 3 % du pétrole présent dans le milieu marin du monde est le résultat d'activités pétrolières et gazières en mer, et que la production et le transport à partir de la zone externe du plateau continental des États-Unis représentent moins de 0,01 % du pétrole présent dans les eaux marines mondiales. La principale source de pétrole dans les eaux marines est issue des émissions naturelles, qui introduisent environ 50 fois plus de pétrole que les activités pétrolières et gazières de la zone externe du plateau continental (MMS, 2006a). Ce chiffre annuel de 3 % comprend environ 0,86 millier de tonnes provenant des plateformes, 1,3 millier de tonnes provenant des dépôts atmosphériques et 1,3 millier de tonnes provenant des eaux produites. Les émissions naturelles constituent la plus grande source d'apport de pétrole dans le milieu marin à l'échelle mondiale, avec une contribution de plus de 4 millions de barils par an (Mb), soit 47 % de l'apport total. Le transport du pétrole, y compris les pipelines, les déversements de navires-citernes, les rejets opérationnels, les installations côtières et les dépôts atmosphériques, représente environ 12 % de l'apport de pétrole à l'échelle mondiale, tandis que la consommation de pétrole, avec les contributions les plus importantes des sources terrestres (rivières et ruissellement) et des rejets opérationnels, est responsable d'environ 37 % de cet apport.

2.6.2.1 Statistiques importantes pour l'analyse

Les estimations des incidents de pollution sont basées sur la variable d'exposition des « puits forés ». Comme aucune mise en valeur précise n'est proposée à l'heure actuelle, le nombre de puits qui seront forés est inconnu. Dans tous les cas, le nombre de puits qui seront forés avant une éventuelle mise en valeur dépendra des résultats de l'exploration.

Aux fins de l'EES du plateau continental du Labrador, on suppose que le rythme du forage d'exploration sera d'un puits par an (si d'autres puits sont forés, les résultats peuvent être mis à l'échelle par simple multiplication; par exemple, pour deux puits, les fréquences prévues seraient doublées). On suppose, de façon prudente, que les réservoirs cibles contiennent du pétrole ou des condensats.

2.6.2.2 Catégories de déversements selon leur ampleur

Cinq catégories de déversements selon leur ampleur sont sélectionnées et analysées. La première catégorie concerne les déversements « extrêmement importants », définis de façon arbitraire comme des déversements supérieurs à 150 000 barils (23 800 m^3). De bonnes statistiques sont disponibles à l'échelle mondiale pour cette catégorie. Les deuxième et troisième catégories concernent les déversements « très importants » et « importants », définis par le MMS comme des déversements supérieurs à 10 000 barils (1 590 m^3) et à 1 000 barils (159 m^3), respectivement. La quatrième catégorie concerne les déversements allant de 50 à 999 barils, et la cinquième catégorie concerne les déversements de 1 à 49 barils. Le tableau 2-10 résume les classifications de l'ampleur des déversements utilisées dans cette étude. Il convient de noter que les trois premières catégories du tableau sont cumulatives, c'est-à-dire que la catégorie des déversements importants (plus de 1 000 barils) comprend les déversements très importants et les déversements extrêmement importants, et que la catégorie des déversements très importants comprend les déversements extrêmement importants.

Tableau 2-10 : Catégories de déversements selon l'ampleur

Nom de la catégorie de déversements	Ampleur des déversements (en barils)	Ampleur des déversements (en m^3 et en tonnes)
Déversements extrêmement importants	Plus de 150 000 barils	(Plus de 23 850 m^3 ou plus de 20 830 tonnes)
Déversements très importants	Plus de 10 000 barils	(Plus de 1 590 m^3 ou plus de 1 390 tonnes)
Déversements importants	Plus de 1 000 barils	(Plus de 159 m^3 ou plus de 139 tonnes)
Déversements moyens	50 à 999 barils	(7,95 m^3 à 158,9 m^3)
Petits déversements	1 à 49,9 barils	(0,08 m^3 à 7,94 m^3)

2.6.3 Probabilités d'éruption et de déversement

Les éruptions sont des déversements continus qui durent des heures, des jours ou des semaines et qui peuvent entraîner le rejet d'hydrocarbures pétroliers dans l'atmosphère et dans les eaux environnantes. Lorsqu'un tel incident se produit, les fluides de formation commencent à s'écouler dans le puits de forage et dans l'espace annulaire ou à l'intérieur de la tige de forage et sont communément appelés « venues ». Une venue peut rapidement se transformer en éruption lorsque les fluides de formation atteignent la surface, en particulier lorsque le fluide est un gaz, qui se dilate rapidement lorsqu'il s'écoule dans le puits de forage et accélère pour atteindre des vitesses quasi supersoniques. Les éruptions peuvent causer des dommages considérables aux appareils de forage et des blessures ou des décès au personnel de la plateforme.

2.6.3.1 Éruptions liées au forage d'exploration (sans gaz)

Le principal problème est la possibilité d'une éruption du puits qui rejette de grandes quantités de pétrole dans le milieu marin. Aux États-Unis, seules deux éruptions d'ampleur moyenne entraînant des déversements d'hydrocarbures de plus de 50 000 barils se sont produites depuis le début des

forages en mer au milieu des années 1950. Toutes les éruptions à l'échelle mondiale entraînant des déversements de plus de 10 000 barils chacune sont répertoriées au tableau 2-11.

Tableau 2-11 : Historique des déversements importants d'hydrocarbures causés par des éruptions de puits de pétrole en mer

Zone	Ampleur des déversements signalés (barils)	Date	Exploitation en cours
Mexique *(Ixtoc 1)*	3 000 000	1979	Forage exploratoire
Dubaï	2 000 000	1973	Forage de développement
Iran[a]	voir la remarque	1983	Production
Mexique	247 000	1986	Reconditionnement
Nigeria	200 000	1980	Forage de développement
Mer du Nord/Norvège	158 000	1977	Reconditionnement
Iran	100 000	1980	Forage de développement
États-Unis, Santa Barbara	77 000	1969	Production
Arabie Saoudite	60 000	1980	Forage exploratoire
Mexique	56 000	1987	Forage exploratoire
États-Unis, S. Timbalier 26	53 000	1970	Câblage
États-Unis, Main Pass 41	30 000	1970	Production
États-Unis, baie Timbalier/Greenhill	11 500	1992	Production
Trinidad	10 000	1973	Forage de développement

[a] Les éruptions du puits de pétrole iranien Norwuz dans le golfe d'Arabie, qui ont commencé en février 1983, n'ont pas été causées par des accidents d'exploration ou de forage, mais ont été le résultat d'actions militaires pendant la guerre Iran-Irak.
Source : Gulf Canada, 1981, mis à jour (2007) par référence à l'Oil Spill Intelligence Report.

Selon la définition d'un déversement « extrêmement important », à savoir un déversement d'hydrocarbures de 150 000 barils ou plus, il y a eu cinq déversements de cette ampleur dans l'histoire du forage en mer. Deux de ces déversements se sont produits pendant le forage de développement et deux pendant les activités de production ou de reconditionnement. Le cinquième provient d'un forage d'exploration : l'éruption du puits de pétrole *Ixtoc 1* dans la baie de Campeche, au Mexique, qui s'est produite en 1979. Il convient de noter que cet incident, qui a provoqué le plus grand déversement d'hydrocarbures de l'histoire, a été causé par des procédures de forage contraires aux réglementations américaine et canadienne et aux pratiques acceptées au sein de l'industrie pétrolière et gazière internationale.

La fréquence des déversements est mieux exprimée en fonction d'un facteur d'exposition au risque tel que le nombre de puits forés. À l'échelle mondiale, on a estimé que 36 633 puits ont été forés en mer entre 1955 et 1980, dont 11 737 puits d'exploration (Gulf Canada, 1981). Le nombre total de puits d'exploration forés jusqu'en 1988 a été estimé à 20 000 (Sharples et coll., 1989). On estime à environ 40 000 le nombre de puits d'exploration forés jusqu'à la fin de 2006 à l'échelle mondiale. Il y a eu un déversement extrêmement important (plus de 150 000 barils) pendant un forage d'exploration en mer (voir le tableau 2-11), de sorte que la fréquence jusqu'à présent a été de $2,5 \times 10^{-5}$ déversements par puits foré (1/40 000).

Une analyse similaire pour les déversements « très importants », c'est-à-dire les déversements supérieurs à 10 000 barils, indique que la fréquence des éruptions liées au forage est de $7,5 \times 10^{-5}$ déversements par puits foré (3/40 000).

Dans toute l'histoire de l'exploitation de la zone externe du plateau continental américain ou de la mer du Nord, il n'y a eu aucun déversement important (plus de 1 000 barils) au cours d'un forage

d'exploration. Il est difficile d'obtenir et de s'assurer de la fiabilité des données ailleurs dans le monde. Une recherche complète a été effectuée dans les archives du Oil Spill Intelligence Report, un bulletin hebdomadaire qui relève les déversements internationaux de plus de 1 000 gallons (24 barils). La recherche n'a révélé qu'une seule éruption liée à l'exploration et au forage ayant entraîné un important déversement d'hydrocarbures, autre que les déversements énumérés au tableau 2-12 (rappelons que la catégorie des déversements importants comprend les déversements très importants et les déversements extrêmement importants). C'est ce qui s'est produit dans le champ au large d'Ankleshwar, à Gujarat, en Inde, en 1998. L'entreprise pétrolière était la société publique Oil and Natural Gas Corporation (ONGC) et le déversement était de 100 000 gallons, ou 2 380 barils. Si l'on suppose qu'il s'agit de la seule éruption à déversement important après celles qui ont été énumérées ci-dessus (et cette hypothèse peut être fragile), la fréquence des déversements importants (plus de 1 000 barils) provenant de forages d'exploration devient donc 4/40 000 = 1,0 x 10^{-4} déversements par puits foré.

Tableau 2-12 : Éruptions et déversements des puits extracôtiers fédéraux des États-Unis, de 1972 à 2006

Année	Démarrage de puits	Éruptions liées au forage				Éruptions non liées au forage								Production dans la zone externe du plateau continental
		Exploration		Développement		Production		Reconditionnement		Complétion		Total des éruptions		
		Nombre	barils	Nombre	barils	Nombre	barils	Nombre	barils	Nombre	barils	Nombre	barils	Mb
1972	845	2	0	2	0	1	0	0	0	0	0	5	0	396,0
1973	820	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	3	0	384,8
1974	816	1	0	1	0	4	275	0	0	0	0	6	275	354,9
1975	372	4	0	1	0	0	0	1	0	1	0	7	0	325,3
1976	1 038	1	0	4	0	1	0	0	0	0	0	6	0	314,5
1977	1 064	3	0	1	0	1	0	3	0	1	0	9	0	296,0
1978	980	3	0	4	0	0	0	3	0	1	0	11	0	288,0
1979	1 149	4	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	0	274,2
1980	1 307	3	0	1	0	2	1	1	0	1	0	8	1	274,7
1981	1 284	1	0	2	0	1	0	3	64	3	0	10	64	282,9
1982	1 035	1	0	4	0	0	0	4	0	0	0	9	0	314,5
1983	1 151	5	0	5	0	0	0	2	0	0	0	12	0	350,8
1984	1 386	3	0	1	0	0	0	1	0	0	0	5	0	385,1
1985	1 000	3	0	1	0	0	0	2	40	0	0	6	40	380,0
1986	1 538	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	2	0	384,3
1987	772	2	0	0	0	3	0	1	0	2	60	8	60	358,8
1988	1 007	1	0	1	0	0	0	1	0	0	0	3	0	332,7
1989	911	2	0	5[1]	0	3	0	1	0	0	0	11	0	313,7
1990	987	1	0	1	0	0	0	3	9	1	0	6	9	304,5
1991	667	3	0	3[2]	0	0	0	0	0	0	0	6	0	326,4
1992	943	3	100	0	0	0	0	0	0	0	0	3	100	337,9
1993	717[3]	1	0	2	0	0	0	0	0	0	0	3	0	352,7
1994	717[3]	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	370,4
1995	717[3]	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	429,2

Année	Démarrage de puits	Éruptions liées au forage				Éruptions non liées au forage								Production dans la zone externe du plateau continental
		Exploration		Développement		Production		Reconditionnement		Complétion		Total des éruptions		
		Nombre	barils	Nombre	barils	Nombre	barils	Nombre	barils	Nombre	barils	Nombre	barils	Mb
1996	921	1	0	1	0	0	0	0	0	2	0	4	0	433,1
1997	1 333	1	0	3	0	0	0	0	0	1	0	5	0	466,0
1998	1 325	1	0	1	0	2	0	3	0	0	0	7	2	490,5
1999	364	1	0	2	0	0	0	1	0	0	0	5	0	534,6
2000	973	5	200	4	0	0	0	0	0	0	0	9	200	551,6
2001	2 289	1	0	4	1	2	0	2	0	1	0	10	1	591,7
2002	1 030	1	0	2	0	2	350	1	1	0	0	6	351	602,3
2003	1 260[3]	1	0	1	0	2	1	1	10	0	0	5	11	594,8
2004	1 490	2	16	0	0	0	0	2	1	0	0	4	17	567,9[4]
2005	1 232	3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	4	0	497,3[4]
2006	1 586	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	25	498,9[4]
Total	**37 026**	**68**	**316**	**61**	**1**	**24**	**627**	**38**	**125**	**14**	**60**	**206**	**1 156**	**13 961,0**

1. Deux des éruptions se sont produites pendant le forage pour le soufre.
2. Deux des éruptions se sont produites pendant le forage pour le soufre.
3. Estimation : total cumulé exact.
4. Préliminaire.

Il convient de noter que les calculs de fréquence des déversements sont basés sur l'ensemble de l'expérience acquise en mer de 1955 jusqu'à présent. La plupart des déversements notés dans le tableau 2-12 ont eu lieu il y a plus de 20 ans. En outre, comme indiqué précédemment, aucun déversement important résultant d'activités d'exploration n'a eu lieu dans les eaux américaines de la zone externe du plateau continental ou de la mer du Nord. On observe une tendance évidente à la réduction du nombre d'éruptions, ce qui est examinée en détail dans la section 2.6.3.2.

2.6.3.2 Éruptions liées au forage d'exploration (principalement du gaz)

Deux sources sont utilisées pour les statistiques historiques sur les éruptions comportant uniquement du gaz ou de petits rejets d'hydrocarbures. La page Web du MMS (www.mms.gov [en anglais seulement]) est une source particulièrement fiable en matière d'éruptions survenues en eaux américaines, car le MMS effectue le suivi des déversements jusqu'à un seul baril. Le Canada-Terre-Neuve-et-Labrador Office des hydrocarbures extracôtiers effectue le suivi et enregistre également tous les déversements (www.ctnlohe.ca). Ce n'est pas le cas dans d'autres parties du monde. Scandpower (2000) fournit de bonnes statistiques récentes sur les éruptions en mer du Nord et dans le golfe du Mexique aux États-Unis, bien qu'aucune information ne soit fournie quant à la possibilité de déversements d'hydrocarbures dans les éruptions signalées.

Le tableau 2-12 présente les données de la zone externe du plateau continental des États-Unis pour la période de 29 ans allant de 1972 à 2006. Il convient de noter qu'il n'y a pas de déversements importants (plus de 1 000 barils) dans toute la base de données. Cependant, si le tableau avait commencé en 1970, deux déversements très importants provenant d'éruptions auraient été indiqués, équivalant à respectivement 30 000 barils et 53 000 barils (voir le tableau 2-12). Le nombre total de puits d'exploration forés dans la zone externe du plateau continental des États-Unis de 1972 à 2005 n'est pas indiqué dans le tableau 2-12, mais il est dérivé d'autres sources (E&P Forum, 1996; MMS,

1997). Le nombre total de puits d'exploration forés dans la zone externe du plateau continental des États-Unis est d'environ 14 500. Le nombre d'éruptions liées au forage d'exploration s'élève à 68. Par conséquent, la fréquence des éruptions est de 68/14 500 ou 4,70 x 10^{-3} éruptions par puits foré, soit une éruption pour 213 puits forés. Quatre des éruptions ont entraîné des déversements d'hydrocarbures de respectivement 200 barils, 100 barils, 11 barils et 5 barils.

2.6.3.3 Calculs de la fréquence des déversements dans la zone de l'évaluation environnementale stratégique du plateau continental du Labrador

En fonction d'un puits foré d'exploration par an, les fréquences de déversement estimées pour la zone de l'EES du plateau continental du Labrador seraient les suivantes :

- La fréquence prévue[2] de déversements extrêmement importants d'hydrocarbures (plus de 150 000 barils) provenant d'éruptions au cours d'une activité de forage d'exploration, en fonction d'une exposition des puits forés, est de 1 puits x 2,5 x 10^{-5} = 2,5 x 10^{-5}. Une autre façon d'exprimer ce calcul serait d'indiquer que la fréquence prévue de déversements est de 2,5 x 10^{-5} par an, soit un déversement de ce type tous les 40 000 ans d'exploitation. Cela signifie que si cette fréquence de forage d'un puits par an devait se poursuivre indéfiniment, on pourrait s'attendre à un déversement d'hydrocarbures de plus de 150 000 barils une fois tous les 40 000 ans.
- La fréquence prévue de déversements très importants d'hydrocarbures (plus de 10 000 barils) provenant d'éruptions de puits forés à des fins d'exploration, en fonction d'une exposition des puits forés, est de 1 puits x 7,5 x 10^{-5} = 7,5 x 10^{-5}, soit une probabilité de 1 sur 13 300. En d'autres mots, à ce rythme de forage, on peut s'attendre à un tel déversement tous les 13 300 ans.
- La fréquence prévue de déversements importants d'hydrocarbures (plus de 1 000 barils) provenant d'éruptions liées au forage d'exploration, en fonction d'une exposition des puits forés, est de 1,0 x 10^{-4}, soit une probabilité de 1 sur 10 000.

Les données du C-TNLOHE ont été présentées à titre de comparaison, mais n'ont pas été utilisées pour prédire les fréquences, car : 1) le nombre de puits exposés n'est que de 24; et 2) il n'y a pas de déversement important provenant d'un programme de forage d'exploration.

2.6.4 Tendances actuelles

La statistique d'éruption calculée ci-dessus pour les États-Unis (4,7 x 10^{-3}) est basée sur les enregistrements d'éruptions des 30 dernières années et ne tient pas compte des améliorations récentes en matière de sécurité et de prévention des éruptions qui ont eu tendance à réduire la fréquence des éruptions. Il convient à ce stade d'analyser les tendances actuelles et de mettre à jour les prévisions de la fréquence des éruptions, le cas échéant. Pour ce faire, il faut prendre en considération :

- les différences entre les éruptions de « gaz à faible profondeur » et les éruptions « profondes »;
- la diminution de la fréquence des éruptions ces dernières années grâce aux améliorations apportées à la prévention des éruptions.

Ces deux questions sont traitées en détail dans la publication de Scandpower (2000), qui constitue la source principale de l'analyse qui suit.

[2] Dans ce calcul et dans d'autres calculs similaires du rapport, les taux de fréquence de déversements sont conservés sous forme de données à trois décimales, et les nombres associés aux probabilités sont arrondis à deux décimales.

2.6.4.1 Éruption de gaz à faible profondeur et éruption profonde

Une éruption peut se produire si l'on rencontre du gaz à faible profondeur de façon inattendue pendant les activités de forage. Le gaz qui est emprisonné dans les sédiments peu profonds peut provenir de réservoirs de gaz plus profonds, mais aussi de l'activité biogénique dans les sédiments peu profonds. En général, les éruptions de gaz à faible profondeur sont plus susceptibles de se produire que les éruptions profondes, mais elles n'entraînent pas de rejet de pétrole. Diverses statistiques sur les éruptions de gaz peu profond et les éruptions profondes en mer du Nord et dans la zone externe du plateau continental du golfe du Mexique sont présentées au tableau 2-13, qui est tiré de Scandpower (2000).

Tableau 2-13 : Puits d'exploration et éruptions dans la zone externe du plateau continental du golfe du Mexique des États-Unis et la mer du Nord, de 1980 à 1997

Zone	Nombre de puits d'exploration	Éruptions de gaz à faible profondeur	Rejets de gaz à faible profondeur pendant le forage	Éruptions profondes	Rejets émanant de puits profonds pendant le forage	Total des éruptions et des rejets
GM (É.-U.)	5 751	13	5	15	0	33
Royaume-Uni	2 899	2	0	2	0	4
Norvège	680	5	3	0	5	13
TOTAUX	9 330	20	8	17	5	50

Source : Scandpower, 2000.
Remarques :

- Une éruption est un incident au cours duquel des hydrocarbures s'écoulent du puits vers la surface, aucune barrière n'est fonctionnelle et le contrôle du puits ne peut être repris que par des moyens qui ne pouvaient être employés lorsque l'incident a commencé.
- Une éruption profonde est définie comme une éruption qui se produit après la mise en place du bloc obturateur de puits (BOP).
- Une éruption de gaz à faible profondeur est un rejet de gaz avant la mise en place du BOP.
- Un rejet émanant d'un puits est un incident au cours duquel des hydrocarbures s'écoulent du puits vers la surface et sont arrêtés par une ou plusieurs barrières qui étaient mises en place au moment où l'incident a commencé. Dans ce cas, les hydrocarbures ne pénètrent pas dans l'environnement.

La statistique de 33 éruptions et rejets pour le golfe du Mexique aux États-Unis, indiquée au tableau 2-13, est raisonnablement cohérente avec les données du tableau 2-12, qui indique 32 éruptions pour la période de 1980 à 1997. Il convient de noter que l'organisme de réglementation américain, le MMS, classe les « éruptions » dans le tableau 2-12 pour inclure les rejets émanant de puits (où aucun hydrocarbure ne pénètre dans l'environnement) ainsi que les éruptions. La fréquence des éruptions et des rejets du tableau 2-13 pour le golfe du Mexique aux États-Unis est de 33/5751 = $5{,}74 \times 10^{-3}$, ce qui est proche de la valeur dérivée précédemment du tableau 2-12 ($4{,}7 \times 10^{-3}$).

Les éruptions profondes sont la principale préoccupation. Les rejets émanant de puits sont moins préoccupants, car, par définition, ils n'entraînent pas de déversement d'hydrocarbures dans l'environnement. La fréquence des éruptions de gaz à faible profondeur et des éruptions profondes, dérivée du tableau 2-13, est résumée au tableau 2-14.

Tableau 2-14 : Fréquence des éruptions liées au forage d'exploration dans le golfe du Mexique aux États-Unis et la mer du Nord (de 1980 à 1997)

	Éruptions de gaz à faible profondeur		Éruptions profondes	
	GM (É.-U.)	Mer du Nord	GM (É.-U.)	Mer du Nord
Éruptions par puits foré	$2,26 \times 10^{-3}$	$1,96 \times 10^{-3}$	$2,61 \times 10^{-3}$	$5,59 \times 10^{-4}$
Puits forés par éruption	440	510	380	1 800

Bien que la fréquence des éruptions de gaz à faible profondeur soit similaire dans les deux régions, la fréquence des éruptions profondes est presque cinq fois plus élevée dans le golfe du Mexique aux États-Unis que dans la mer du Nord. Selon Scandpower (2000), cela s'explique par le fait que les exploitants de la mer du Nord sont tenus par la loi de disposer en tout temps de deux barrières pendant le forage d'exploration et de développement, ce qui n'a pas toujours été le cas dans le golfe du Mexique aux États-Unis. Scandpower (2000) indique que les activités de forage sur la côte est du Canada sont soumises à des réglementations comparables à celles de la mer du Nord. Il est donc juste de calculer la fréquence des éruptions sur le plateau continental du Labrador à partir des statistiques de la mer du Nord.

2.6.5 Probabilités d'éruption dans la zone de l'évaluation environnementale stratégique du plateau continental du Labrador

Il est important de noter que la fréquence des éruptions en mer du Nord et dans le golfe du Mexique est en baisse depuis quelques années, comme le montre le tableau 2-15.

Tableau 2-15 : Fréquence des éruptions liées au forage d'exploration et de développement au fil du temps

Période	Nombre d'éruptions	Nombre de puits d'exploration et de développement forés	Fréquence des éruptions
18 ans (de 1980 à 1997)	53	22 084	$24,0 \times 10^{-4}$
10 ans (de 1988 à 1997)	23	13 870	$16,6 \times 10^{-4}$
5 ans (de 1993 à 1997)	5	7 581	$6,6 \times 10^{-4}$
3 ans (de 1995 à 1997)	1	4 924	$2,0 \times 10^{-4}$
Source : Scandpower, 2000.			

La fréquence du risque d'éruption pendant les activités dans la zone de l'EES du plateau continental du Labrador sera calculée (selon Scandpower, 2000) comme la moyenne des quatre fréquences fournies au tableau 2-15, ce qui donne un facteur d'ajustement de 51 %. Cela signifie que les fréquences dérivées pour la période de 1980 à 1997 doivent être réduites d'environ 50 % pour une estimation des fréquences actuelles. Le facteur d'ajustement ne peut être pleinement justifié. Une approche justifiée aurait été de diviser la fréquence par quatre ou peut-être par 10, en se basant sur les années les plus récentes. L'approche utilisée dans le document source (Scandpower, 2000), qui consiste à ne diviser la fréquence que par deux, a été utilisée, par souci de prudence.

Selon l'analyse ci-dessus, la fréquence prévue d'une éruption profonde pendant les activités dans la zone de l'EES du plateau continental du Labrador devrait être prédite en se basant sur l'expérience acquise en mer du Nord et tenir compte des tendances actuelles à la baisse. Par conséquent, la prévision donne (à partir des tableaux 2-14 et 2-15) une valeur de $5,59 \times 10^{-4} \times 0,51 = 2,85 \times 10^{-4}$ éruptions profondes par puits foré ou une probabilité d'une éruption pour 3 500 puits forés. Selon un programme de forage d'un puits par an, la fréquence d'éruption devient simplement 1 puits x $2,85 \times 10^{-4} = 2,85 \times 10^{-4}$ ou une chance sur 3 500 qu'une éruption profonde se produise au cours de la période de forage d'un an.

2.6.6 Événements accidentels de type déversement

Les déversements sont des rejets instantanés ou de courte durée d'hydrocarbures qui pourraient se produire à la suite d'accidents sur les plateformes de forage d'exploration ou de production où le carburant et d'autres produits pétroliers sont stockés et manipulés. Il s'agit notamment de déversements de carburant diesel ou d'huile lubrifiante sur les plateformes, de déversements lors d'activités de transfert, de déversements de boues de forage à base de produit synthétique ou à base d'eau, et de déversements résultant d'accidents similaires nécessitant la manipulation d'hydrocarbures nécessaires pour mener à bien l'exploitation. Les déversements d'hydrocarbures peuvent se produire en raison d'un mauvais fonctionnement de l'équipement ou d'une erreur de mise en œuvre des procédures. La plupart des incidents concernent les activités et les tâches quotidiennes; des gestes dangereux peuvent également entraîner la mort d'un travailleur, de sorte que la sécurité est primordiale. Les incidents de déversement se produisent parfois pendant de mauvaises conditions météorologiques et maritimes ou sont exacerbés par celles-ci. La majorité des déversements sont de faible ampleur.

2.6.6.1 Dossier historique

Les déversements d'hydrocarbures de toute ampleur provenant d'exploitation de concessions de la zone externe du plateau continental des États-Unis pour la période de 1985 à 1999 (Anderson et LaBelle, 2000) sont présentés au tableau 2-16. Les données disponibles sur les déversements portent sur la période de 1971 à 1995 (MMS, 1997). La normalisation des données annuelles à l'aide d'une exposition de « puits forés par année » est illustrée à la figure 2.8. La fréquence des petits déversements dans la zone externe du plateau continental du golfe du Mexique était relativement élevée à ses débuts, mais elle a diminué d'un facteur de près de 10 au cours des 25 dernières années, comme l'illustre la figure 2.8. Les statistiques sur les déversements fournies au tableau 2-16 couvrent la période qui suit une baisse spectaculaire des déversements survenue entre 1975 et 1980.

Figure 2.8 : Fréquence des déversements (de 1965 à 2000) dans le golfe du Mexique

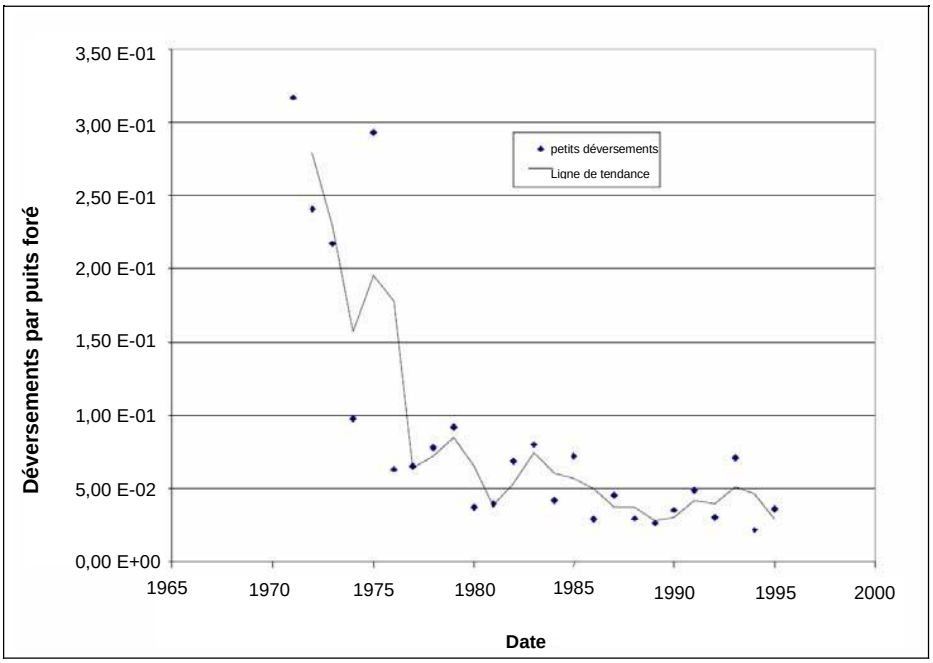


Tableau 2-16 : Déversements provenant des plateformes dans la zone externe du plateau continental des États-Unis (de 1985 à 1999)

Ampleur des déversements	Nombre de déversements[a]	Déversements par puits foré[c]
0 à 1,0 baril	13 000 [b]	0,9920
1,1 à 9,9 barils	326	$2,49 \times 10^{-2}$
10,0 à 49,9	66	$5,04 \times 10^{-3}$
50,0 à 499,9	28	$2,14 \times 10^{-3}$
500,0 à 999,9	2	$1,53 \times 10^{-4}$
1 000 barils et plus	0	0

Source : Anderson et LaBelle, 2000.
Remarques :
a. Les déversements d'hydrocarbures comprennent le pétrole brut, le condensat et les produits pétroliers raffinés, notamment les hydrocarbures contenus dans les boues de forage à base d'huile.
b. Ce chiffre suppose que 67 % des déversements compris entre 0 et 1,0 baril proviennent de plateformes et 33 %, de pipelines. Seul le nombre total (19 506) est fourni dans la source du tableau (tableau 13 dans Anderson et LaBelle, 2000), mais la répartition 2:1 semble raisonnable si l'on se base sur la répartition donnée pour les autres classifications de l'ampleur des déversements.
c. Le nombre total de puits forés entre 1985 et 1999 est de 13 100.

2.6.6.2 Fréquences calculées pour la zone de l'évaluation environnementale stratégique du plateau continental du Labrador

Trois catégories d'ampleur de déversement sont examinées : les très petits déversements (un baril ou moins), les petits déversements (1,1 à 49,9 barils) et les déversements moyens (50 à 999 barils). Les statistiques du tableau 2-16 sont suffisantes pour dériver une fréquence estimée des déversements pour ces quantités de déversement. Selon un programme de forage d'un puits par an, la fréquence prévue des déversements d'un baril ou moins pendant les activités de forage est de 1 puits x 0,992 = 0,99 déversement par an, soit environ un déversement par an.

Les petits déversements de 1,1 à 49,9 barils sont le résultat d'activités d'exploitation sur les plateformes et sont généralement causés par une erreur humaine. Si l'on suppose que la répartition du tableau 2-16 s'applique, d'après l'expérience de la zone externe du plateau continental des États-

Unis, la fréquence prévue des petits déversements (1 à 49 barils) pendant le forage d'exploration est donc de [1 puits x (326 + 66)/13 100] = 2,99 x 10^{-2} déversements par an, soit environ un déversement tous les 33 ans.

Les déversements moyens (50 à 999 barils) sont relativement importants et, d'après l'expérience de la zone externe du plateau continental des États-Unis, leur fréquence prévue pendant les forages d'exploration est de 1 puits x (28 + 2)/13 100 = 2,29 x 10^{-3} déversements par an, soit environ un déversement tous les 440 ans.

Les fréquences de déversement d'hydrocarbures calculées sont résumées au tableau 2-17. Les déversements dont la fréquence est la plus élevée sont évidemment les déversements plus petits provenant d'une plateforme. Les déversements de moins d'un baril peuvent se produire une fois par an, selon les données de la zone externe du plateau continental des États-Unis. Les déversements d'hydrocarbures au cours de l'exploration qui sont supérieurs à un baril, mais inférieurs à 50 barils, ont environ 1 chance sur 33 de se produire par an. Les déversements d'hydrocarbures de tous types dans la plage de 50 à 999 barils ont environ 1 chance sur 440 de se produire chaque année, d'après l'expérience acquise dans la zone externe du plateau continental des États-Unis.

Tableau 2-17 : Nombre prévu d'éruptions et de déversements pour la zone de l'EES du plateau continental du Labrador (un puits/an)

Événement	Fréquence historique (par puits foré)[A]	Nombre d'événements prévus par an	Fréquence (en supposant un puits/an)
Éruption profonde pendant un forage d'exploration	2,85 x 10^{-4}	2,85 x 10^{-4}	Une tous les 3 500 ans
Éruption liée au forage d'exploration avec déversement d'hydrocarbures de plus de 1 000 barils	1,00 x 10^{-4}	1,0 x 10^{-4}	Une tous les 9 700 ans
Éruption liée au forage d'exploration avec déversement d'hydrocarbures de plus de 10 000 barils	7,50 x 10^{-5}	7,5 x 10^{-5}	Une tous les 13 000 ans
Éruption liée au forage d'exploration avec déversement d'hydrocarbures de plus de 150 000 barils	2,50 x 10^{-5}	2,5 x 10^{-5}	Une tous les 39 000 ans
Déversement d'hydrocarbures sur une plateforme, de 0 à 1,0 baril	0,992	0,99	Un par an
Déversement d'hydrocarbures provenant d'une plateforme, de 1,1 à 49,9 barils	2,99 x 10^{-2}	3,0 x 10^{-2}	Un tous les 33 ans
Déversement d'hydrocarbures provenant d'une plateforme, de 50 à 999 barils	2,29 x 10^{-3}	2,3 x 10^{-3}	Un tous les 440 ans
Remarque : [A] Toutes les fréquences de déversement sont basées sur l'expérience accumulée à l'échelle mondiale, de la zone externe du plateau continental des États-Unis et de la mer du Nord.			

Le risque d'éruption profonde est d'environ 1 sur 3 500 par an. Des éruptions de gaz à faible profondeur peuvent se produire et sont trois ou quatre fois plus probables que celles qui se produisent en profondeur, mais elles n'ont pratiquement aucune chance d'entraîner un déversement d'hydrocarbures.

Les risques d'une éruption extrêmement importante (plus de 150 000 barils), très importante (plus de 10 000 barils) et importante (plus de 1 000 barils) d'un puits de pétrole lors d'un forage d'exploration sont très faibles : environ 1 chance sur 40 000, 1 chance sur 13 000 et 1 chance sur 10 000 par an, respectivement. Cela signifie que si le forage se poursuivait au rythme d'un puits par an, on pourrait s'attendre à un déversement extrêmement important une fois tous les 40 000 ans. Ces prévisions sont basées sur les données mondiales relatives aux éruptions et sont fortement influencées par les

éruptions qui se sont produites dans des régions du monde où les réglementations en matière de forage peuvent être moins rigoureuses. Il serait raisonnable de s'attendre à des fréquences encore plus faibles que celles calculées ci-dessus pour les activités dans la zone de l'EES du plateau continental du Labrador, étant donné qu'aucun déversement par éruption lié au forage d'exploration de plus de 10 000 barils ne s'est produit dans le monde depuis 1987, ce qui laisse supposer une amélioration considérable de la technologie ou des pratiques au cours des 20 dernières années.

2.6.6.3 Données sur les incidents de déversement à Terre-Neuve-et-Labrador

Le C-TNLOHE fournit des renseignements sur les incidents de déversement pour les activités menées au large de Terre-Neuve-et-Labrador. Ces renseignements comprennent le nombre d'incidents, le volume des déversements, le produit déversé, l'ampleur des déversements et la description de l'incident. Les renseignements sur les déversements d'hydrocarbures liés à l'exploration et à la production dans les zones extracôtières de Terre-Neuve-et-Labrador peuvent être consultés sur le site Web du C-TNLOHE en suivant les liens vers les statistiques et les statistiques environnementales (C-TNLOHE, 2006d). Le C-TNLOHE présente les déversements signalés dans la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador, classés par forage d'exploration et de développement pour les fluides de forage synthétiques et tous les autres hydrocarbures, et des précisions supplémentaires sur le déversement ont été ajoutées pour certains incidents, comme une répartition des matériaux déversés et des volumes réels.
Certaines statistiques sur les déversements et les volumes déversés à Terre-Neuve-et-Labrador sont présentées aux figures 2.9 et 2.10 et au tableau 2-18.

Figure 2.9 : Nombre d'incidents liés aux puits d'exploration et de déversement au large de Terre-Neuve-et-Labrador (de 1997 à 2007)

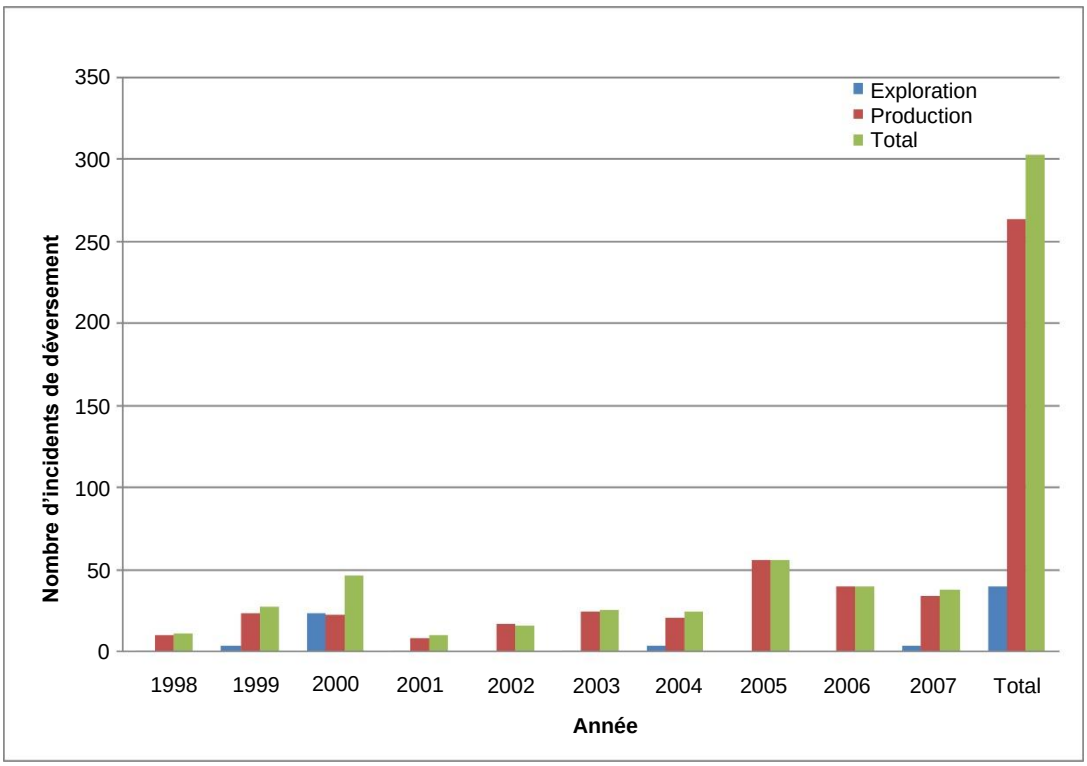
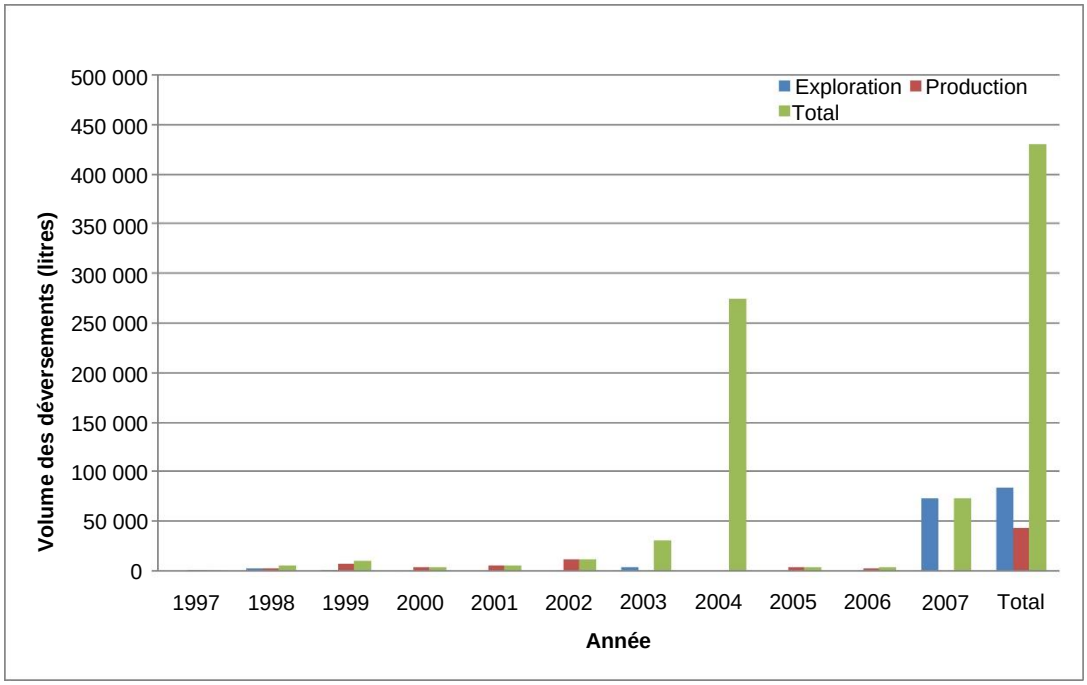


Figure 2.10 : Volume des déversements liés à l'exploration et à la production au large de Terre-Neuve-et-Labrador (de 1997 à 2007)



Le tableau 2-18 présente un résumé des incidents de déversement par année, de 1997 à 2007, pour l'exploration et la production, ainsi qu'un total cumulatif. Le nombre de puits d'exploration et la quantité de la production cumulée d'hydrocarbures sont fournis pour mettre les données sur les déversements en contexte par rapport à l'activité et à la production. La figure 2.9 représente le nombre d'événements de déversement qui se sont produits de 1997 à 2007, et la figure 2.10 représente le volume des déversements.

Tableau 2-18 : Incidents de déversement au large de Terre-Neuve-et-Labrador, de 1997 à 2007

Emplacement des déversements	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	Total	Moyenne/ année
Incidents de déversement liés à l'exploration pour un nombre de puits d'exploration, de 1997 à 2007													
T.-N.-L., nombre de puits d'exploration	2	1	7	4	0	3	4	0	3	–	À déterminer	24	2,4
T.-N.-L., nombre d'incidents de déversement, exploration	1	4	24	1	0	1	4	0	0	4	1	40	4
Volume du déversement, exploration (L)	40	3 195	1 965	160	0	1	4 547	0	0	616	74 000	84 524	8 452,4
Incidents de déversement liés à la production pour l'activité de production cumulée de 1997 à 2007													
Production cumulée au large de T.-N.-L. (Mb)	1,272	23,799	36,391	52,798	54,288	104,334	122,963	114,78	111,269	111,835	143,479	877,208	**87,7208**
T.-N.-L., nombre d'incidents de déversement, production	10	24	23	9	17	25	21	56	40	34	4	263	26,3
Volume du déversement, production (L)	1 691	2 597	8 270	4 763	5 732	12 280	26 868	274 008	4 220	3 646	93	43 292	4 329,2
Résumé des incidents de déversement de 1997 à 2007 (exploration et production)													
T.-N.-L., nombre d'incidents de déversement, total	11	28	47	10	16	26	25	56	40	38	5	302	30,2
Volume des déversements, total (L)	1 731	5 792	10 235	4 923	5 732	12 281	31 415	274 008	4 220	4 262	74 093	428 692	42 869,2

En général, les efforts continus de l'industrie pétrolière et gazière, conjugués aux programmes de recherche, d'inspection et d'application appropriés des organismes de réglementation en mer, devraient contribuer à réduire au minimum la quantité de pétrole et de matières connexes déversés dans le milieu marin. Les efforts continus d'inspection des dispositifs et des systèmes de sécurité, les exercices en matière de déversement d'hydrocarbures et les enquêtes sur les accidents sont des facteurs clés de succès. Les exploitants doivent être tenus d'utiliser les technologies les meilleures et les plus sécuritaires dans toute nouvelle exploitation et, lorsque cela est possible, dans les activités existantes.

2.6.6.4 Ampleur des déversements

Pour la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador, depuis 1997, les données sur l'ampleur moyenne et maximale des déversements sont fournies au tableau 2-19 à partir des renseignements fournis sur le site Web du C-TNLOHE (http://www.cnlopb.nl.ca/pdfs/spill/sumtab.pdf).

Tableau 2-19 : Ampleur des déversements au large de Terre-Neuve-et-Labrador, de 1997 à 2007

	Moyenne (L)	Maximum (L)
Forage d'exploration		
Pétroles/fluides synthétiques	26 334	74 000 (bassin Orphan)
Pétrole brut ou raffiné	149	2 080 (ouest de la baie Bonne)
Forage de développement et de production		
Pétroles/fluides synthétiques	4 600	96 600 (White Rose)
Pétrole brut ou raffiné	658	165 000 (Terra Nova)

Pour ce qui est de la discrimination des types de matériaux, les incidents de déversement liés au forage d'exploration survenus entre 1997 et 2007 ont révélé que le volume déversé était constitué à 93,5 % de pétrole et de fluides synthétiques, à 3,1 % de pétrole brut, à 3,2 % de diesel, à moins de 1 % d'huiles hydrauliques et lubrifiantes et à moins de 1 % d'autres huiles (http://www.cnlopb.nl.ca/pdfs/spill/anexpvol.pdf).

Les déversements correspondants par volume pour le forage de développement et la production (de 1997 à 2007) étaient constitués d'environ 50,6 % de pétroles et de fluides synthétiques, à 48,8 % de pétrole brut, et le petit volume restant (moins d'e 1 %) était composé de diesel, d'huiles hydrauliques et lubrifiantes, d'autres huiles et de condensat (http://www.cnlopb.nl.ca/pdfs/spill/andevvol.pdf).

2.6.7 Évolution et comportement des événements accidentels

Il convient de noter que lors de la préparation d'un programme de forage, l'évaluation environnementale exigera une analyse détaillée de la trajectoire du déversement pour les rejets accidentels d'hydrocarbures. Pour la zone de l'EES du plateau continental du Labrador, les conditions environnementales changeront au cours de l'année; l'ampleur et la direction des vents, des courants et des vagues ainsi que les températures de la mer et de l'air en été seront différentes de celles enregistrées en automne et en hiver. Ces conditions déterminent directement l'évolution et le transport d'un déversement d'hydrocarbures. À certaines périodes de l'année, des conditions météorologiques et maritimes extrêmes peuvent augmenter les risques d'accident et rendre difficile l'intervention en cas de déversement, notamment par la présence d'une couverture de glace.

L'emplacement réel du forage proposé serait une donnée fondamentale pour l'évaluation des déversements et l'analyse de la trajectoire, tout comme la période de l'année pour l'exploration proposée, et une telle étude devrait être effectuée une fois ces éléments connus et avant toute activité de forage. Les emplacements de la zone de l'EES du plateau continental du Labrador se trouveront à des distances variables des côtes, et chaque emplacement sera soumis à des régimes de vents et

de courants différents, de sorte que l'amplitude des scénarios possibles de transport et d'évolution, les lignes de rivage potentiellement à risque et les délais réels d'impact sur le littoral peuvent être uniques dans chaque cas.

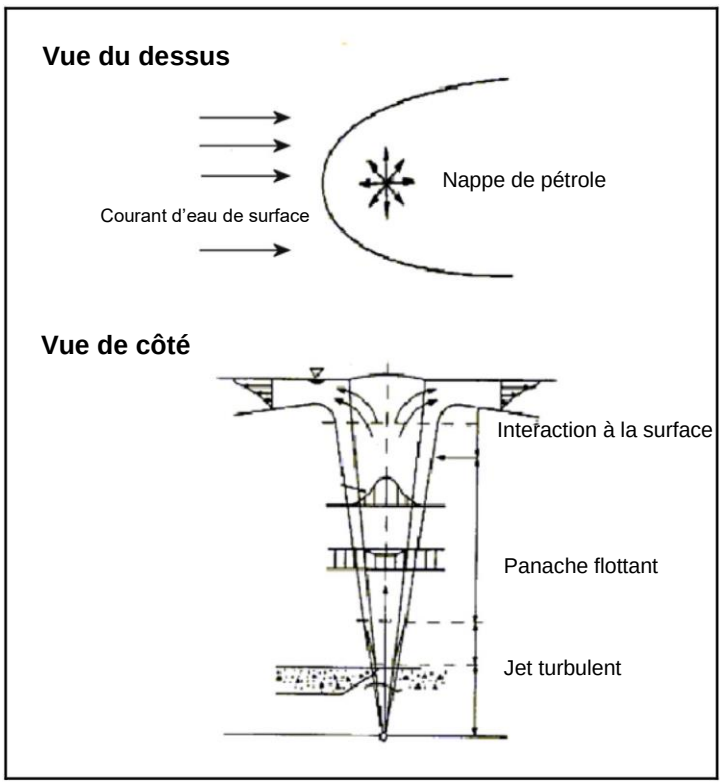
Les déversements qui pourraient se produire dans le cadre d'activités de forage d'exploration en mer comprennent des éruptions de surface, des éruptions sous-marines en eaux peu profondes et profondes et des rejets relativement faibles de carburant diesel marin provenant de l'exploitation des plateformes ou des navires. Dans le cas des éruptions au-dessus de la surface, la plateforme de forage conserve sa position pendant l'accident (parce qu'elle n'est pas endommagée), et le pétrole et le gaz sont rejetés dans l'atmosphère à partir d'un point de la plateforme de forage au-dessus de la surface de l'eau. Ils tombent ensuite sur la surface de l'eau à une certaine distance sous le vent. Des exemples de ce type d'éruption de puits de pétrole sont l'éruption d'Ekofisk en 1977 en mer du Nord (Audunson, 1980) et l'éruption d'Uniacke sur le plateau néo-écossais en 1984 (Martec, 1984). Les éruptions sous-marines en eaux peu profondes (moins de 500 m) déversent du pétrole et du gaz à partir d'un point du fond marin. Le pétrole et le gaz remontent dans la colonne d'eau jusqu'à la surface sous l'effet de l'expansion des bulles de gaz. Un exemple de ce type d'éruption de puits de pétrole est celui d'*Ixtoc 1* en 1979 dans la baie de Campeche, au Mexique (Ross et coll., 1979). Dans les éruptions sous-marines en eaux profondes (plus de 700 à 900 m), le gaz rejeté se transforme rapidement en hydrates solides ou se dissout dans l'eau environnante et n'influence pas la remontée du pétrole à la surface. Le pétrole s'élève du seul fait de sa flottabilité. Une éruption de ce type ne s'est jamais produite. Le comportement initial du pétrole et du gaz provenant des divers types de déversements qui pourrait se produire pendant les activités de forage d'exploration dans la région du plateau continental du Labrador est examiné plus en détail dans les sections suivantes.

2.6.7.1 Éruptions sous-marines en eaux peu profondes

Les éruptions de puits de pétrole comportent généralement deux fluides, le pétrole brut et le gaz naturel. Le rapport de volume de ces deux fluides est fonction des caractéristiques des fluides et du réservoir producteur. Le gaz naturel, qui est un fluide compressible sous pression et dans les conditions que l'on retrouve dans des gisements, constitue l'élément moteur d'une éruption non contrôlée. À mesure que les produits du puits montent vers la surface, le gaz se dilate pour finalement s'échapper par la tête de puits à de très grandes vitesses. À ce point, le pétrole ne représente qu'une infime partie du débit d'écoulement volumétrique total.

Le pétrole et le gaz rejetés lors d'une éruption sous-marine traversent trois zones d'intérêt au cours de leur remontée vers la surface de la mer (voir la figure 2.11). La vitesse élevée à la sortie de la tête de puits crée la zone du jet dominée par la quantité de mouvement initiale du gaz. Cette zone très turbulente fragmente le pétrole en gouttelettes dont le diamètre varie de 0,5 à 2 mm (Dickins et Buist, 1981).

Figure 2.11 : Schéma d'une éruption sous-marine

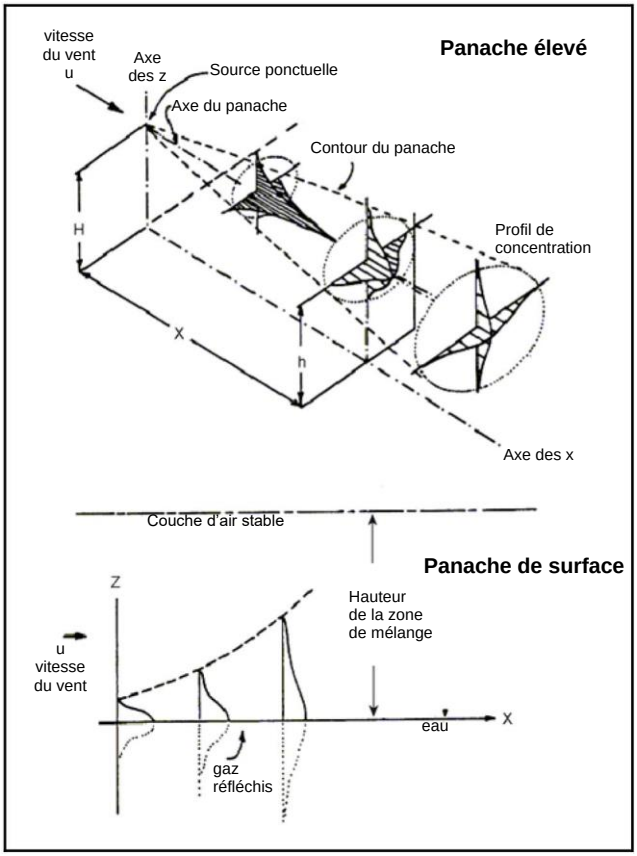


Puisque l'eau est également entraînée dans cette zone, la quantité de mouvement diminue alors rapidement à quelques mètres du point de rejet. Dans la zone du panache flottant, la quantité de mouvement initiale n'a plus d'effet par rapport à la flottabilité, laquelle devient l'élément moteur du reste du panache. Dans cette zone, le gaz continue de se dilater en raison d'une réduction de la pression hydrostatique. À mesure que le gaz remonte, son courant entraîne vers la surface le pétrole et l'eau qui se trouvent à proximité.

Bien que la vitesse terminale d'une bulle de gaz dans de l'eau stagnante ne soit que d'environ 0,25 m/sec, la vitesse au centre d'un panache causé par une éruption peuvent atteindre 5 à 10 m/sec en raison de l'effet d'aspiration créé par le gaz qui monte vers la surface alors qu'il est entouré de liquide. En d'autres termes, l'eau qui entoure le gaz qui remonte à la surface est entraînée et prend de la vitesse au cours de sa remontée. Sa vitesse croît proportionnellement au volume de gaz qui monte à la surface à une vitesse relative de 0,25 m/sec. Lorsque le panache atteint sa taille maximale, une quantité d'eau considérable contenant des gouttelettes de pétrole est aspirée vers la surface.

Lorsque le courant d'eau créé par les bulles de gaz entre en contact avec la surface, il forme une couche horizontale qui tourne et s'écarte du centre du panache. L'influence du courant d'eau de surface fait tourner ce flux radial et forme une influence de surface parabolique, comme le montre la figure 2.12. Cette influence de surface transporte le pétrole en aval et le répand à la surface jusqu'à ce que ce flux n'ait plus d'effet sur le mouvement de l'eau à la surface (largeurs de nappe de 1 et 1,5 en aval). À ce point, le pétrole se déplace avec le courant dominant et se répand comme toute nappe d'hydrocarbures le ferait. Le gaz sort du centre du panache et provoque une perturbation à la surface ou « zone d'ébullition », indiquée par des flèches à la figure 2.12 (vue de dessus). À la surface, le pétrole coalesce dans ce flux d'eau sortant et se répand en une nappe à un rythme beaucoup plus rapide que les vitesses de diffusion ou d'expansion classiques des nappes de pétrole.

Figure 2.12 : Schéma du comportement du panache


Panache élevé
vitesse du vent u
Axe des z
Source ponctuelle
Axe du panache
Contour du panache
Profil de concentration
H
X
h
Axe des x
Couche d'air stable
Panache de surface
Z
Hauteur de la zone de mélange
u vitesse du vent
X
eau
gaz réfléchis

2.6.7.2 Éruptions sous-marines en eaux profondes

Les dimensions initiales des nappes de pétrole provenant d'éruptions en eaux peu profondes sont principalement déterminées par le flux de gaz qui est rejeté avec le pétrole, comme décrit à la section 2.7.6.1. Comme les courants océaniques normaux sont faibles par rapport aux vitesses d'élévation verticale du panache, ils ont peu d'influence sur les hydrocarbures dans les éruptions en eaux peu profondes. Il peut en être autrement lorsqu'on examine l'éruption d'un puits sous-marin en eaux profondes. En eaux profondes, la haute pression et les basses températures peuvent amener le gaz naturel à se combiner avec l'eau pour former une substance solide, semblable à de la glace, appelée « hydrate ». Le volume de gaz naturel peut aussi diminuer en se dissolvant dans l'eau. La perte de gaz par un de ces processus, ou par les deux, peut entraîner la perte totale de la flottabilité du panache ascendant, ce qui fait que les gouttelettes d'hydrocarbures s'élèvent lentement sous l'effet des seules forces de la gravité. Les courants traversiers peuvent influer sur le mouvement des gouttelettes de pétrole durant leur remontée à la surface. Dans ce cas, les gouttelettes de pétrole se sépareront selon leur spectre. Les gouttes de pétrole volumineuses seront les premières à faire surface et les plus petites gouttes seront éloignées par le courant avant d'atteindre la surface. Les processus de diffusion océanique entraîneront une séparation latérale supplémentaire des gouttes de pétrole.

2.6.7.3 Éruptions au-dessus de la surface

Le pétrole rejeté lors d'une éruption provenant d'une plateforme de forage en mer au-dessus de la surface de l'eau ne se comportera pas de la même façon que dans le cas d'une éruption sous-marine. Le gaz et le pétrole s'échapperont rapidement de la tête de puits et se fragmenteront pour former un nuage de fines gouttelettes. La hauteur à laquelle se propage le nuage au-dessus du point de rejet varie selon la vitesse à laquelle s'échappe le gaz et la vitesse du vent. Les processus de dispersion atmosphérique et la vitesse de décantation des particules de pétrole déterminent l'évolution du pétrole et du gaz. La figure 2.13 présente un modèle gaussien simple qui illustre ce comportement, et qui peut être utilisé pour prédire les concentrations de pétrole et de gaz à partir du point de rejet (Turner, 1970). La dispersion atmosphérique est contrôlée en partie par la turbulence atmosphérique, laquelle est influencée par le rayonnement solaire, la vitesse des vents et les températures. Par temps clair et ensoleillé, avec de faibles vents, le rayonnement solaire créera des conditions extrêmement turbulentes.

Un temps couvert, quels que soient les vents, provoquera une stabilité atmosphérique. De faibles vents tendront à accroître le mélange, alors que des vents élevés tendent à le réduire tant verticalement et que latéralement. La forme du profil de concentration du panache dépendra de la stabilité atmosphérique. Une forte turbulence contribuera à répondre le panache verticalement et latéralement, ce qui ne sera pas le cas dans des conditions très stables.

La représentation atmosphérique du panache (voir la figure 2.13) peut également être utilisée pour illustrer le comportement des gouttelettes de pétrole en tenant compte des deux modifications suivantes. L'axe du panache est incliné vers le bas pour tenir compte de la vitesse de chute des gouttelettes de pétrole et le pétrole n'est pas réfléchi à la surface de l'eau. Celles-ci retomberont sous forme de « pluie », les gouttelettes les plus volumineuses retombant plus près du point de rejet. En retombant, le panache sera également dispersé par les turbulences atmosphériques. Une partie de ce pétrole s'évapore et le reste finit par se déposer sur l'eau et est transporté en aval. À mesure que l'eau passe sous la pluie de pétrole, elle s'y mélange, et une accumulation de pétrole se produit sur toute la largeur de la zone de retombée. Les changements de direction du vent et de l'eau auront des répercussions sur la répartition finale du pétrole à la surface de l'eau dans la zone de retombée. Si le

jet de gaz et de pétrole est obstrué par la tour de forage ou par tout autre obstacle, une partie des gouttelettes de pétrole pourrait s'agglomérer sur ces obstacles et être déviée vers le plancher de l'appareil de forage avant de finalement remonter à la surface de l'eau. Cette quantité de pétrole aura alors un comportement plus proche d'un rejet continu de pétrole survenant à la surface.

2.6.7.4 Petits déversements

De petits déversements pourraient se produire à partir des navires de soutien ou de la plateforme de forage lors du transfert et de la manutention des carburants diesel pendant les activités normales d'exploitation. Ce carburant sera rejeté sur une courte période et se comportera initialement comme un seul déversement d'hydrocarbures. La nappe initiale sera composée d'une partie épaisse qui contient la majorité des hydrocarbures déversés, entourée d'une zone plus importante d'irisation fine d'un volume total beaucoup plus faible. Le comportement général du pétrole une fois déversé est décrit dans les sections 2.6.7 et 2.6.13.

2.6.8 Comportement général des hydrocarbures déversés en eaux libres

Une fois que le pétrole atteint la surface de l'océan, il est emporté par les vents et les courants et subit un certain nombre de processus d'« altération ». Cette section donne un aperçu des processus qui ont une influence majeure sur le nettoyage et les répercussions potentielles du pétrole. Dans des conditions de banquise ou de glaces à la dérive, le pétrole peut se trouver sur ou sous la glace ou sur l'eau entre les floes. Cette section aborde le comportement du pétrole en eaux libres. Le comportement des hydrocarbures sur la glace, sous la glace et parmi les floes, est abordé à la section 2.6.9.

Les phénomènes de déversement les plus importants qui influencent son incidence et son contrôle sont le mouvement, l'évaporation, l'étalement du pétrole, la dispersion naturelle et l'émulsification. Chacun de ces processus est abordé brièvement dans les sections suivantes.

2.6.8.1 Déplacement du pétrole

Les nappes de surface peuvent être transportées loin du site de déversement par les courants marins. Ces courants combinent généralement des mouvements résiduels et des mouvements de surface causés par le vent. Mackay (1984) rapporte que la vitesse de déplacement des nappes de pétrole peut être augmentée d'un facteur de 3 % de la vitesse du vent mesurée à 10 m au-dessus de la surface de l'eau. Cependant, le vecteur final du déplacement du pétrole dépend des influences combinées des courants résiduels et des courants de surface causés par le vent. Sur des distances relativement longues, les forces de Coriolis (dues à la rotation de la Terre) font que la direction du déplacement des nappes causé par le vent dévie de 10 à 15 degrés à droite de la direction du vent (dans l'hémisphère Nord). Dans les eaux marines proches du littoral, le déplacement des nappes de pétrole est également influencé par les courants de marée, le débit sortant des rivières et les courants littoraux.

2.6.8.2 Évaporation

L'évaporation est un processus de déversement d'hydrocarbures relativement bien compris et prévisible (Nadeau et Mackay, 1978; Stiver et Mackay, 1983; Mackey, 1984). Le taux d'évaporation d'une nappe de pétrole est contrôlé ou influencé par : 1) la température du pétrole et de l'air; 2) la superficie de pétrole en contact avec l'air; 3) l'épaisseur du pétrole; 4) la vitesse du vent; et (peut-être le plus important) 5) la concentration et la pression de vapeur des différents composants du pétrole.

Dans le cas d'une éruption au-dessus de la surface, l'évaporation se produit également lorsque les gouttelettes de pétrole provenant de l'éruption tombent en pluie sur la surface. La quantité de pétrole

qui s'évapore dans cette situation est contrôlée par la taille des gouttelettes, la volatilité du pétrole, la durée de la présence des gouttelettes dans l'air et la température de l'air.

2.6.8.3 Étalement du pétrole

De nombreux modèles du comportement d'étalement du pétrole ont été mis au point au cours des 25 dernières années. Ils mettent tous en relation les propriétés du pétrole (densité, viscosité et tension superficielle) et son étalement en eau calme. La plupart des modèles actuels utilisent le modèle mis au point par Mackay et ses colloborateurs (1980) qui part de l'hypothèse qu'en s'étendant, la nappe forme des nappes épaisses qui contiennent la majeure partie du volume de pétrole dans une petite partie de la zone. Ces nappes sont entourées de fines irisations (de l'ordre de 0,001 mm) contenant une petite partie du volume total de pétrole sur une vaste superficie. Cette caractéristique est cohérente avec le comportement de déversement observé.
Certaines huiles ne se répandent pas sur l'eau comme décrit ci-dessus. Cette catégorie comprend les huiles dont le point d'écoulement (c'est-à-dire la température en dessous de laquelle l'huile ne coule pas) dépasse la température ambiante. Le point d'écoulement du pétrole peut être naturellement élevé ou peut être élevé en raison des pertes par évaporation des hydrocarbures pendant l'exposition à l'environnement. Les propriétés de faible fluidité peuvent prendre une ampleur particulière dans le cas des déversements en eaux froides.

2.6.8.4 Dispersion naturelle

Associé à l'évaporation, le processus de dispersion naturelle réduit le volume d'hydrocarbures à la surface de l'eau, influençant ainsi l'étendue potentielle de la contamination de la surface et des lignes de rivage. Les taux de dispersion sont déterminés par la tension superficielle huile-eau, la viscosité du pétrole, la flottabilité du pétrole et l'épaisseur de la nappe. Sur le plan environnemental, l'état de la mer est le facteur le plus important pour contrôler le taux et l'ampleur de la dispersion. En mer calme, le pétrole léger peut persister, mais même le pétrole émulsionné le plus lourd peut se disperser pendant un certain temps dans une mer agitée où les vagues déferlent fréquemment.

2.6.8.5 Émulsification

Lorsque la majorité du pétrole brut est déversé en mer, il a tendance à former des émulsions de type huileux. L'émulsification se produit en présence d'un phénomène de mélange comme celui produit par l'action des vagues. Lors de l'émulsification, l'eau de mer est incorporée au pétrole sous forme de gouttelettes microscopiques. Ce mélange avec l'eau entraîne deux modifications indésirables du pétrole. Tout d'abord, il y a une augmentation considérable du volume apparent du pétrole (généralement jusqu'à quatre fois plus), ce qui augmente considérablement la quantité de matière huileuse à traiter. Deuxièmement, la viscosité du fluide augmente de façon marquée (jusqu'à 100 fois plus). Les viscosités beaucoup plus élevées empêchent la dispersion naturelle du pétrole et réduisent considérablement l'efficacité des dispersants chimiques.

2.6.9 Comportement des hydrocarbures déversés sur la glace et dans la banquise ou les glaces à la dérive

Voici une description du comportement probable des hydrocarbures déversés en présence de glace. Il convient de noter que ces données sont tirées d'une base de connaissances relativement limitée : deux déversements expérimentaux dans la banquise et quelques incidents réels bien documentés de déversements en présence de glaces.

2.6.9.1 Effet de la glace sur les quatre principaux processus de déversement d'hydrocarbures

Tout d'abord, l'effet de la banquise ou des glaces à la dérive sur les quatre principaux processus de déversement que sont l'étalement, l'évaporation, la dispersion et l'émulsification est brièvement abordé.

L'étalement des déversements d'hydrocarbures peut être considérablement réduit par la présence de banquise ou de glaces à la dérive et de sarrasins. En cas de forte concentration de glace (supérieure à 5/10), l'étalement du pétrole tend à se limiter aux espaces entre les floes. Il existe des modèles simples qui prédisent l'étalement du pétrole en fonction de la concentration de glace. Ils sont basés en grande partie sur les résultats d'un essai sur le terrain au large de la côte est du Canada (SL Ross et DF Dickins, 1987). En général, la vitesse d'étalement d'une nappe de pétrole n'est pas beaucoup touchée par une concentration de glace allant jusqu'à 3/10. Il est réduit d'environ 50 % lorsque la concentration se situe entre 3/10 et 7/10 et est moindre dans un champ de glace dont la concentration est de 7/10 ou plus.

L'évaporation des déversements d'hydrocarbures n'est pas grandement touchée par la présence de glace, à moins que le pétrole soit emprisonné sous ou dans les glaces. L'évaporation des composants volatils se produira si le pétrole est exposé à l'atmosphère, qu'il repose sur l'eau ou sur la glace. Le pétrole s'évapore généralement plus lentement en présence de banquise qu'en eaux libres, en raison de son épaisseur plus importante.

La vitesse de dispersion et d'émulsification des déversements d'hydrocarbures sur l'eau dépend de l'énergie provenant du phénomène de mélange à la surface de la mer (principalement sous la forme de vagues déferlantes), et comme la présence de glace tend à atténuer les effets du vent sur l'état de la mer, on s'attendrait à ce que la vitesse de la dispersion et de l'émulsification dans des conditions de banquise ou de glaces à la dérive soit moins élevée qu'en eaux libres, tous les autres facteurs restant les mêmes.

2.6.9.2 Hydrocarbures déversés dans la banquise ou les glaces à la dérive

Les hydrocarbures déversés dans des conditions de banquise ou de glaces à la dérive seraient contenus dans l'eau dans l'espace qui sépare les floes, ou ils pourraient recouvrir la surface des floes s'ils étaient rejetés par une éruption au-dessus de la mer. Le pétrole se déplacera avec les glaces poussées par les vents et les courants marins. Au fur et à mesure de la fonte printanière et de la rupture de la banquise, la superficie contaminée par le pétrole augmenterait.

Dans le cas du pétrole emprisonné à l'intérieur ou sous des disques de glace ou de la glace feuilletée nouvellement formés, une encapsulation rapide peut survenir, la nouvelle glace se développant rapidement sous le pétrole pour le piéger. Le pétrole prisonnier de la nappe de glace resterait emprisonné jusqu'au printemps, lorsque la fonte des glaces ferait apparaître le pétrole à la surface des floes, qui s'accumulerait dans des bassins de fonte (NORCOR, 1975; Dome, 1981).

L'évolution du pétrole emprisonné entre les floes dépendra largement de la concentration de glace et de la période de l'année. Pendant la prise des glaces, les hydrocarbures seront plus susceptibles d'être entraînés dans le frasil et la glace pâteuse qui se solidifient à la surface de l'eau avant de former des floes solides. Les vents de tempête qui soufflent alors brisent et dispersent souvent les glaces nouvellement formées, laissant le pétrole se répandre temporairement en eaux libres jusqu'à ce qu'il soit incorporé au cycle de prise des glaces suivant (en quelques heures ou quelques jours selon les températures de l'air et de l'eau à ce moment).

Lorsque la concentration de glace est élevée, le pétrole ne peut pas se répandre et est retenu par la

glace. Au fur et à mesure que la couverture de glace se relâche, une plus grande quantité de pétrole peut s'échapper par des ouvertures plus grandes tandis que les floes s'éloignent les uns des autres. Finalement, lorsque la concentration de glace diminue pour atteindre moins de 3/10, le pétrole à la surface de l'eau se comporte essentiellement comme un déversement en eaux libres, et des nappes de pétrole localisées sont temporairement emprisonnées par le vent contre des floes individuels. Le pétrole présent à la surface des floes se déplace avec la glace en fonction des vents et des courants (SL Ross et Dickins, 1987; Singsaas et coll., 1994, Vefsnmo et Johannessen, 1994).

2.6.9.3 Hydrocarbures déversés sur la glace

La superficie de contamination résultant d'un rejet d'hydrocarbures sur la glace sera influencée par un certain nombre de facteurs propres au site, tels que la vitesse du vent, l'irrégularité de la surface et l'importance de la couverture neigeuse dans la zone du rejet. L'irrégularité de la surface sera un facteur dominant pour limiter la propagation des déversements sur la glace. Un certain nombre d'équations de processus peut être utilisé pour prédire le comportement d'étalement et d'évaporation des hydrocarbures dans la neige (Belore et Buist, 1988). Les principaux facteurs comportementaux associés aux hydrocarbures déversés sur la neige peuvent être résumés comme suit (d'après Wotherspoon, 1992) :

- les taux d'évaporation dans la neige sont nettement inférieurs à ceux des nappes de pétrole en eaux libres;
- les hydrocarbures se répandent très lentement dans la neige et cessent de le faire beaucoup plus rapidement qu'en eaux libres (la neige est un bon sorbant pour le pétrole);
- les hydrocarbures mélangés à la neige ne se dispersent pas naturellement et ne forment pas d'émulsion.

2.6.10 Descriptions de l'évolution des hydrocarbures et modélisation de leur trajectoire

Afin de donner un aperçu du comportement possible des divers déversements qui pourraient se produire en eaux libres, cette section présente un résumé de l'évolution des hydrocarbures provenant de déversements hypothétiques décrits dans d'autres activités de forage sur la côte est du Canada (SL Ross, 2001, 2002, 2005, 2006; Encana, 2002). L'évolution des déversements de pétrole brut et de condensats persistants en eaux libres est examinée. Les descriptions de l'évolution des hydrocarbures persistants sont basées sur des études antérieures du pétrole brut d'Hibernia, de Terra Nova et de White Rose. Les descriptions de l'évolution des condensats sont basées sur la modélisation antérieure des condensats du projet Cohasset-Panuke et du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable. L'évolution générale des déversements de 100 barils de carburant diesel est également présentée. Il est très peu probable que des volumes plus importants de carburant diesel soient déversés des plateformes de forage ou des navires de soutien au cours des activités de forage qui seraient normalement effectuées.

Les trajectoires des déversements d'hydrocarbures en eaux libres pour les déversements provenant de divers endroits de la zone de l'EES ont été modélisées en fonction des conditions éoliennes moyennes et des courants d'eau de surface.

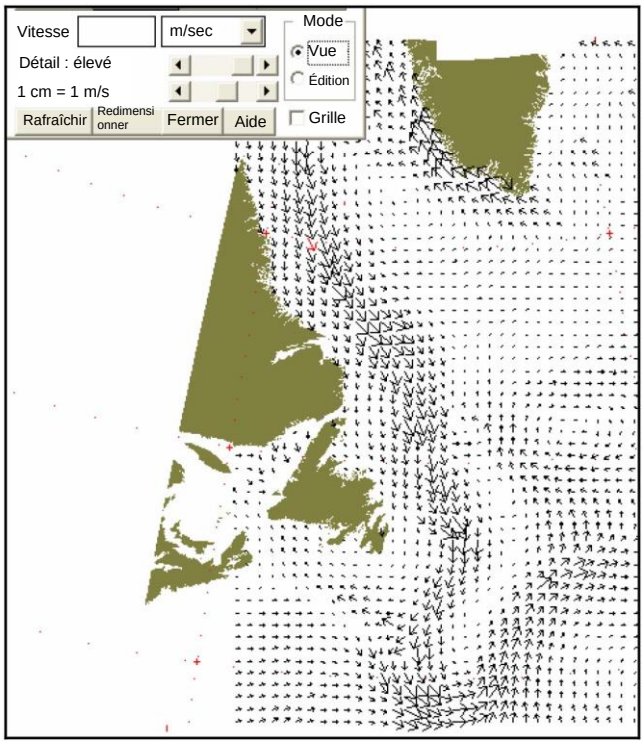
2.6.11 Données environnementales utilisées dans la modélisation de la trajectoire

2.6.11.1 Courants marins

Une représentation grossière des courants de surface dans la mer du Labrador et la zone des Grands Bancs a été introduite dans le modèle de déversement SLROSM à partir d'un graphique fourni par

Charles Tang du MPO. Des détails sur la modélisation effectuée par le MPO se trouvent à l'adresse suivante : http://www.mar.dfo-mpo.gc.ca/science/ocean/icemodel/ice_ocean_forecast.html. Le champ de courant marin utilisé dans la modélisation est une approximation grossière des courants marins dans la zone, mais cela est suffisant pour les besoins de cette EES. Le champ de courants de surface est illustré à la figure 2.13. Ces courants marins ont été combinés avec 3 % des vents moyens pour déterminer le mouvement de surface des nappes de pétrole.

Figure 2.13 : Courants de surface du Labrador



2.6.11.2 Vitesse et direction prédominante du vent

Les vitesses moyennes et les directions prédominantes du vent utilisées dans la modélisation de la trajectoire de déversement sont indiquées au tableau 2-20. Le contenu du tableau 2-20 a été dérivé des données climatologiques de simulation rétrospective (ou prévisions a posteriori) sur 50 ans du Service météorologique du Canada (SMC50). Les vents dans la partie sud de la zone de l'EES sont légèrement plus forts qu'au nord. Les vents hivernaux et automnaux soufflent principalement de l'ouest-nord-ouest dans toute la zone de l'EES, à l'exception des vents automnaux du sud qui soufflent davantage de l'ouest. Au printemps, les vents soufflent principalement du nord-ouest dans toute la zone de l'EES. En été, la direction des vents est très variable dans toute la région et les vents du sud sont plus fréquents.

Tableau 2-20 : Vitesses moyennes et direction du vent

Emplacement	Hiver		Printemps		Été		Automne	
	Vitesse moy. (m/s)	Direction prédominante	Vitesse moy. (m/s)	Direction prédominante	Vitesse moy. (m/s)	Direction prédominante	Vitesse moy. (m/s)	Direction prédominante
Nord (14710)[A]	9,5	ONO	7,2	NO	5,2	ONO – ESE	8,4	ONO
Central (13893)	10,2	ONO	7,7	NO	5,2	SSE, NO, ONO	8,5	ONO
Sud (13408)	10,8	ONO	8,3	NO	5,8	SSO	9,0	O

[A] Le point de grille SMC50 à partir duquel les données ont été dérivées est indiqué entre crochets.

2.6.12 Évolution générale du pétrole brut, des condensats et du gaz persistants

Les types de pétrole brut trouvés à ce jour dans la région des Grands Bancs ont des points d'écoulement élevés et forment des émulsions stables lorsqu'ils sont frais ou légèrement altérés. Ces deux facteurs entraînent des déversements d'hydrocarbures persistants. Même les nappes relativement fines persisteront pendant plusieurs jours en raison de l'augmentation de la viscosité du pétrole au fur et à mesure qu'il s'altère et s'émulsionne. Les déversements de ces types de pétrole brut perdent environ de 25 à 30 % de pétrole par évaporation en quelques jours. Les concentrations d'hydrocarbures dans la colonne d'eau sous les nappes de ces hydrocarbures persistants seront très faibles en raison de la lente dispersion des hydrocarbures dans la colonne d'eau. Sur de longues périodes (plusieurs semaines), les hydrocarbures s'altéreront et se décomposeront en petits morceaux de goudron bénin qui se diffuseront sur de vastes superficies.

Les condensats sont légers par définition et ils s'évaporent et se dispersent facilement lorsqu'ils sont déversés en mer. Au moins 50 % du condensat qui atteint la surface de l'eau à la suite d'une éruption sous-marine s'évapore et le reste se disperse en quelques heures. Les nappes de condensat de surface seront de courte durée et ne représenteront pas une réelle menace pour les ressources de surface, sauf à proximité immédiate (un ou deux kilomètres) du déversement. La dispersion rapide du condensat peut générer des concentrations d'hydrocarbures dans l'eau qui pourraient avoir une incidence sur les ressources marines.

Le gaz rejeté par les éruptions en surface ou les éruptions sous-marines peu profondes se disperse dans l'air dans le sens du vent par rapport au point de rejet s'il ne s'enflamme pas. Les concentrations chuteront en dessous des limites posant un risque pour la santé et la sécurité dans un rayon de quelques centaines de mètres autour du point de rejet (Ross, 1995, 1999, 2000). Si le gaz s'enflamme à la source, il représente un risque évident pour les travailleurs et les infrastructures à proximité immédiate de l'incendie. Le gaz rejeté par les éruptions profondes dans des conditions de haute pression et de basse température se combine à l'eau pour former une substance solide, semblable à de la glace, appelée « hydrate », dont la densité est légèrement inférieure à celle de l'eau environnante. Les hydrates solides se diffuseront sur une vaste superficie en remontant lentement à la surface et en se reconvertissant en gaz. Au fur et à mesure que le gaz est rejeté des hydrates solides et remonte, il se dissout également dans l'eau environnante, ce qui entraîne des concentrations de gaz inférieures aux niveaux posant un risque pour la santé et la sécurité ou au niveau d'inflammation à la surface de l'eau.

Le comportement général du pétrole brut ou des condensats persistants ne changera pas radicalement s'ils sont déversés dans des conditions de banquise ou de glaces à la dérive. La vitesse de dispersion et d'émulsification des hydrocarbures est réduite si la présence de glace atténue le mélange à la surface de l'océan. L'évaporation sera similaire, sauf si les hydrocarbures sont emprisonnés dans des couches de glace ou présents sous la neige.

2.6.12.1 Évolution et comportement des éruptions en surface

En résumé, les éruptions en surface provenant des plateformes donnent lieu à des nappes de petite taille, mais relativement épaisses. La quantité d'hydrocarbures qui s'évapore dans l'air avant de tomber à la surface de l'eau dépend du type d'hydrocarbures déversés. Le pétrole brut peut s'évaporer de 5 à 10 % dans l'air, tandis que les condensats peuvent s'évaporer jusqu'à 70 %. Les hydrocarbures qui atteignent la surface de l'eau forment d'abord des nappes d'environ 100 m de diamètre et d'un à trois millimètres d'épaisseur.

Les nappes de pétrole brut persistant provenant d'éruptions en surface s'émulsionnent rapidement et sont très persistantes, comme indiqué à la section 2.6.7.5.

Si l'éruption est constituée de gaz et de condensat, jusqu'à 70 % du condensat s'évaporera dans l'air avant d'atteindre la surface de l'eau et le condensat restant se dispersera dans la colonne d'eau en moins d'une heure après avoir formé une nappe.

Si l'éruption en surface survient dans un milieu où l'on retrouve de la glace, un pourcentage des hydrocarbures retombera à la surface des glaces passant à proximité du point de rejet. La quantité qui atteint l'eau ou la glace dépend de la concentration de la couverture de glace. Les hydrocarbures persistants resteront sur la glace jusqu'à ce qu'elle se brise; les condensats légers s'évaporeront complètement à moins d'être recouverts de neige ou emprisonnés sous une couche de glace.

2.6.12.2 Évolution et comportement des éruptions sous-marines peu profondes

Les éruptions sous-marines en eaux peu profondes (profondeur de l'eau inférieure à 500 m) créent initialement une vaste étendue d'hydrocarbures relativement peu épais (de 1,5 à 2,0 km de large et de 0,1 à 0,2 mm d'épaisseur). Environ 30 % du pétrole brut persistant s'évapore en quelques heures et les hydrocarbures restants forment des émulsions en feuilles de thé et de petites nappes qui peuvent subsister pendant des jours ou des semaines. Les hydrocarbures finissent par se décomposer en petites particules et se diffusent sur une vaste superficie. Si le liquide rejeté est un condensat, il s'évaporera et se dispersera quelques minutes après avoir fait surface.

Si une éruption se produit sous une banquise en mouvement, le pétrole formera une fine couche sous la glace, puis remontera à la surface de l'eau entre les morceaux de glace. L'épaisseur et la taille de la nappe seront alors semblables à ce qu'elles auraient été en eaux libres. Le pétrole présent sous la glace se déplacera avec elle et restera relativement frais jusqu'à ce qu'il remonte à la surface.

2.6.12.3 Évolution et comportement des éruptions sous-marines en eaux profondes

L'état initial du pétrole dans les éruptions en eaux profondes (profondeur de l'eau supérieure à 500 m) varie grandement, allant d'une épaisseur relativement importante près de la source à une très faible épaisseur en aval du rejet, en raison de la nature du rejet. Le pétrole qui remonte le plus près de la source sera le plus épais et le plus problématique du point de vue des contre-mesures ou de l'évaluation des effets environnementaux. Les nappes près de la source du déversement sont très semblables à celles des éruptions en surface (100 m de large et 1 à 2 mm d'épaisseur). La persistance des remontées d'hydrocarbures à proximité de la source sera également similaire à celle

des hydrocarbures provenant d'éruptions en surface. Le pétrole brut persistant reste à la surface pendant plusieurs semaines et se transforme lentement en morceaux de goudron diffusés sur de grandes surfaces. Les rejets de condensat s'évaporent rapidement et se dispersent près de la source. Les hydrocarbures remontant à la surface plus loin du lieu de rejet se comporteront davantage comme les hydrocarbures provenant d'éruptions sous-marines peu profondes.

Si l'éruption en eaux profondes se produit sous une banquise en mouvement, le pétrole recouvrera la face inférieure de la glace et s'élèvera entre les morceaux de glace lorsque la banquise se déplacera au-delà de la zone d'élévation. L'évolution finale du pétrole sera celle décrite dans le cas d'une éruption en eaux peu profondes.

2.6.12.4 Résultats de la modélisation des rejets des navires ou d'une plateforme de forage

Des scénarios de déversement de carburant diesel de 100 barils (1,59 m^3) ont été examinés. Il est très peu probable que des déversements plus importants de carburants diesel provenant d'une plateforme de forage ou des navires de soutien se produisent. La nappe de surface initiale d'un déversement de 100 barils de diesel aura une largeur d'environ 30 m et atteindra une largeur maximale de nappe d'hydrocarbures épaisse d'environ 125 m. On peut s'attendre à ce qu'environ 30 % du diesel s'évapore à la surface; le reste du diesel se dispersera dans la colonne d'eau en un jour ou deux, tout au plus.

Si les déversements de diesel devaient se produire en présence de banquise, les hydrocarbures seraient retenus par les glaces, et leur comportement serait semblable à celui décrit dans la section 2.6.13. L'étalement des hydrocarbures serait entravé si la concentration de glace était de 5/10 ou plus, et l'émulsification et la dispersion seraient réduites si les glaces causaient un amortissement considérable des vagues.

2.6.13 Modélisation de la trajectoire en eaux libres

La trajectoire des déversements a été modélisée à partir de plusieurs sites de la zone de l'EES afin de fournir une indication du déplacement probable des hydrocarbures déversés en eaux libres. Les hydrocarbures persistants ont été suivis pendant une période de 30 jours. Si un pétrole léger ou un condensat était déversé, la nappe ne subsisterait pas pendant la durée complète de la trajectoire, soit 30 jours. Les vitesses et les directions saisonnières du vent indiquées au tableau 2-20 et les courants marins de la figure 2.13 ont été utilisés dans les trajectoires. Les résultats sont présentés par saison aux figures 2.14 à 2.17. Lorsque les conditions éoliennes moyennes saisonnières sont utilisées dans la modélisation, le pétrole se déplace avec le flux sud du courant du Labrador et reste en mer en toutes saisons. Le mouvement de la banquise ou des glaces à la dérive et du pétrole sera quelque peu différent de celui illustré à la figure 2.14, qui présente la trajectoire hivernale. La vitesse des glaces à la dérive, surtout lorsque leur concentration est forte, sera différente de celle du pétrole de surface libre. La direction générale du mouvement des glaces et du pétrole sera semblable à celle montrée dans ces figures.

Les vents peuvent être très différents des moyennes saisonnières, il est donc pertinent d'étudier la trajectoire du pétrole dans différentes conditions éoliennes. Le temps qu'il faudrait au pétrole pour atteindre le rivage à partir de divers points de déversement dans la zone de l'EES est pertinent pour le plan d'intervention en cas de déversement. Les vents de l'est, bien que peu fréquents dans cette zone, permettraient de déplacer plus efficacement le pétrole vers le rivage du Labrador. Des trajectoires de déversement ont été réalisées en utilisant trois vitesses de vents de l'est : 5 m/s, 10 m/s et 15 m/s. Ces vitesses représentent respectivement la vitesse typique estivale, la vitesse typique automnale/hivernale et la vitesse maximale du vent en été. L'été est la période de l'année où les vents

sont les plus susceptibles de souffler de l'est. La présence de banquise empêchera le déplacement du pétrole vers le rivage du Labrador par les vents de l'est pendant les mois d'hiver. Les trajectoires résultantes sont présentées à la figure 2.18. Les trajectoires dont la vitesse de vent est plus faible sont plus fortement influencées par les courants de surface et sont déviées plus au sud avant de toucher la terre ferme. Les temps nécessaires pour rejoindre le rivage pour ces scénarios sont résumés au tableau 2-21.

Tableau 2-21 : Temps nécessaire pour rejoindre le rivage des déversements exposés aux vents de l'est en eaux libres

Vitesse du vent (m/s)	Temps nécessaire pour rejoindre le rivage (heures)									
	N1*	N2	N3	N4	C1	C2	S1	S2	S3	S4
5	240	> 720	264	> 720	228	> 720	228	708	228	684
10	108	312	120	444	180	360	108	312	132	468
15	84	216	72	276	132	228	72	216	84	288

N = Nord (14710)[A]; C = Central (13893)[A]; S = Sud (13408)[A]
[A] Le point de grille SMC50 à partir duquel les données ont été dérivées est indiqué entre crochets.

Figure 2.14 : Trajectoires hivernales : vents moyens

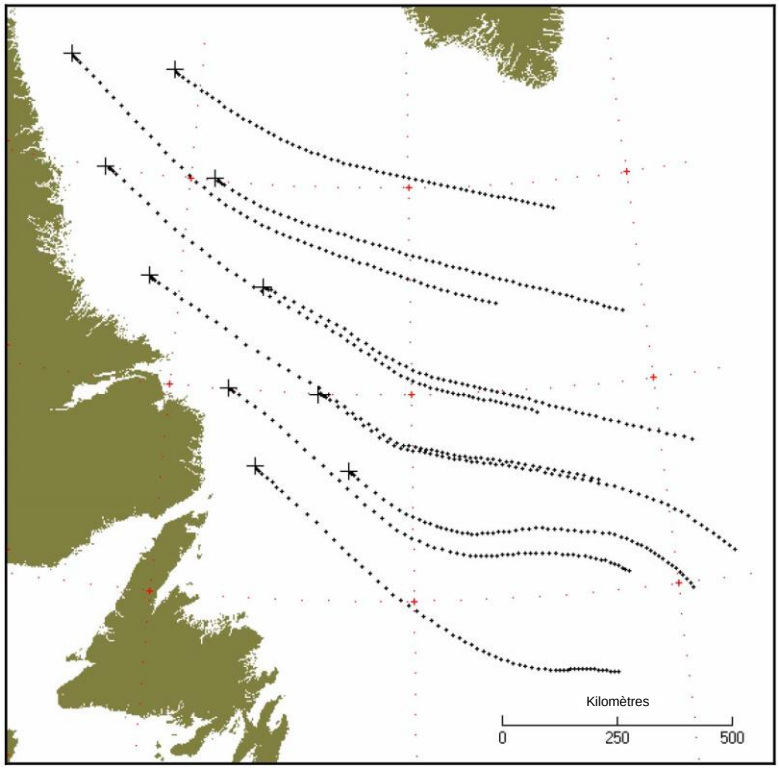


Figure 2.15 : Trajectoires printanières : vents moyens

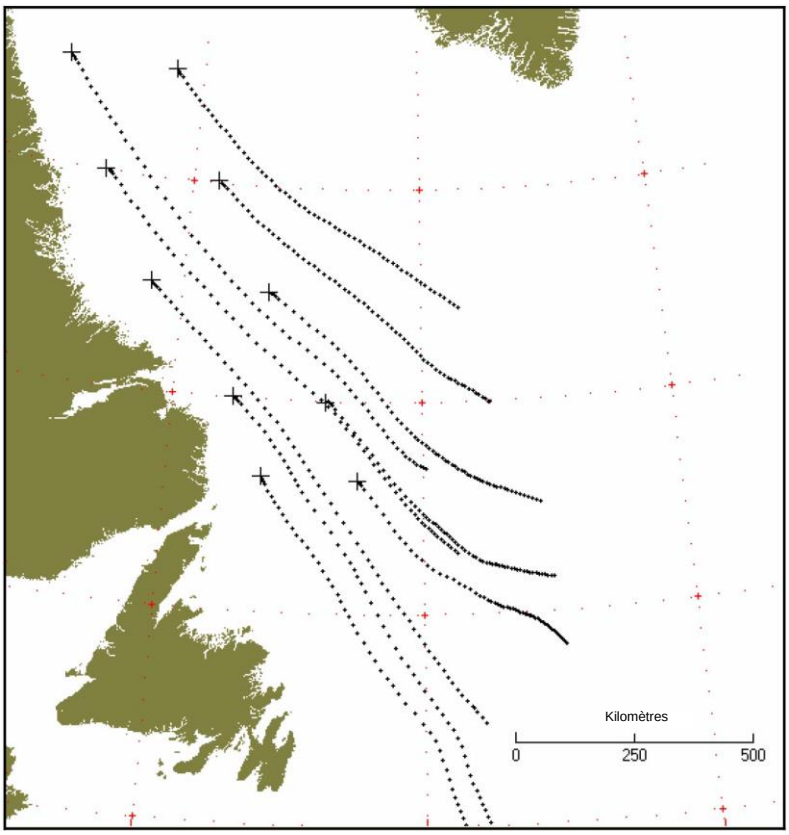


Figure 2.16 : Trajectoires estivales : vents moyens

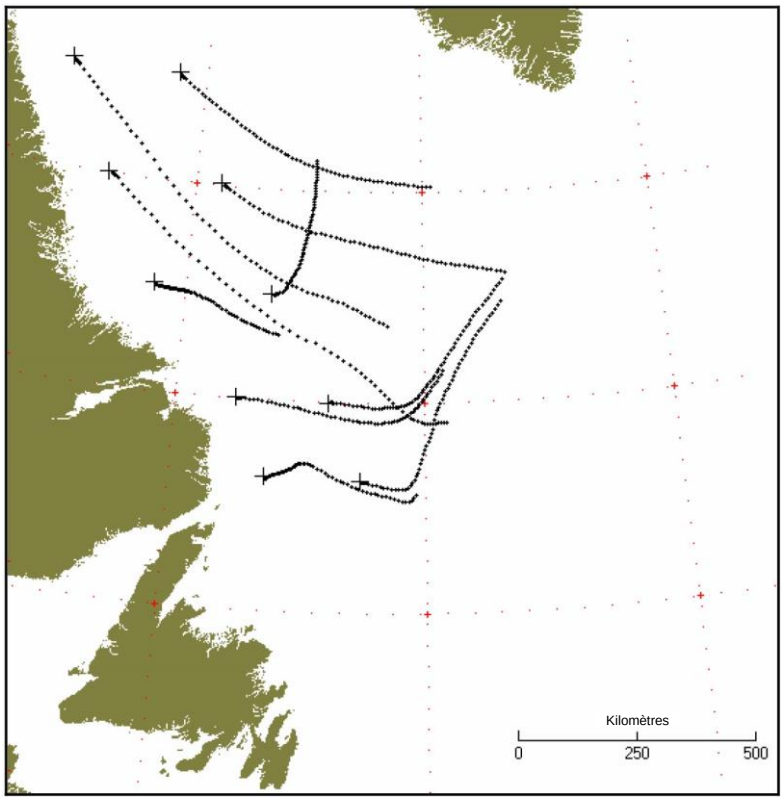


Figure 2.17 : Trajectoires automnales : vents moyens

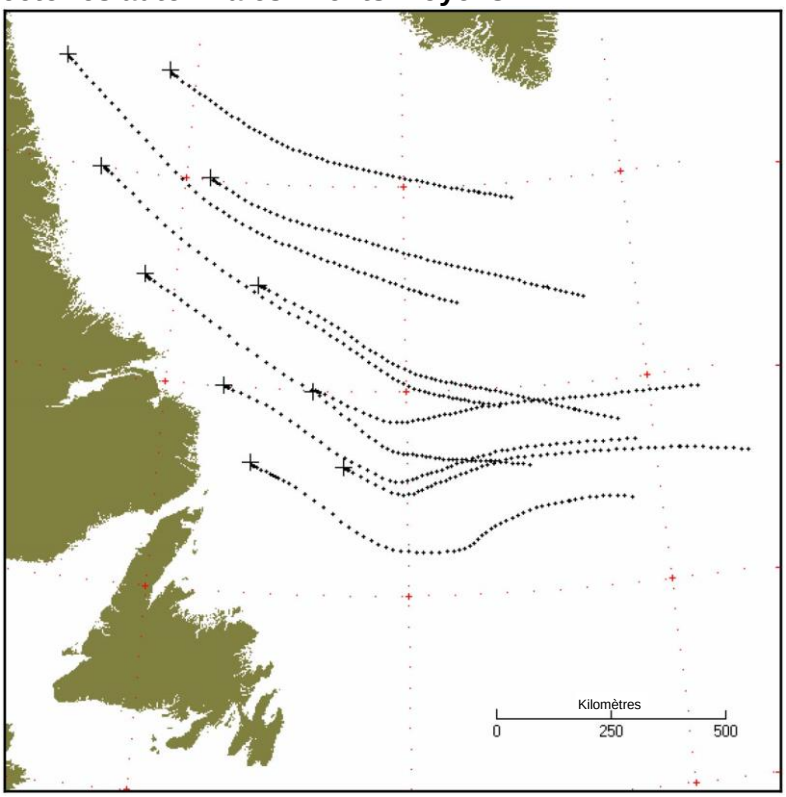
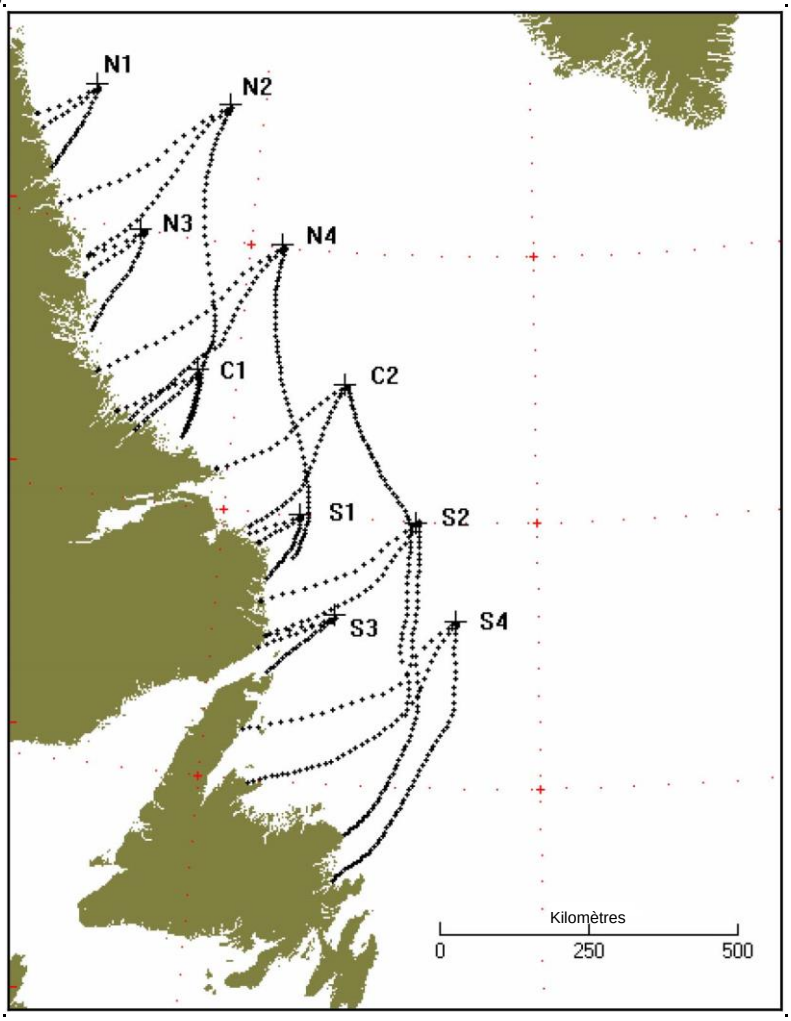


Figure 2.18 : Trajectoires des vents de l'est : toutes les vitesses de vent



2.6.14 Résumé de l'évolution et de la trajectoire des déversements d'hydrocarbures

Les déversements qui pourraient résulter des activités de forage d'exploration en mer dans la zone de l'EES du plateau continental du Labrador comprennent des éruptions de surface, des éruptions sous-marines en eaux peu profondes et profondes et de petits rejets de diesel marin provenant de l'exploitation des plateformes ou des navires. Le comportement des hydrocarbures persistants et des condensats non persistants est pris en compte.

En résumé, les éruptions en surface provenant des plateformes donnent lieu à des nappes de petite taille, mais relativement épaisses. Les hydrocarbures qui atteignent la surface de l'océan forment d'abord des nappes d'environ 100 m de diamètre et d'un à trois millimètres d'épaisseur. Si du pétrole léger ou des condensats sont rejetés dans l'air, un grand pourcentage des hydrocarbures s'évaporera dans l'air (jusqu'à 70 %). Des quantités beaucoup plus faibles d'hydrocarbures rejetés s'évaporeront dans l'air s'il s'agit de pétrole brut persistant (de 5 à 10 %). Les éruptions sous-marines profondes créeront des épaisseurs initiales de pétrole et des empreintes à proximité de la source semblables à celles générées par les rejets de surface. Les éruptions sous-marines peu profondes formeront une nappe initiale d'hydrocarbures en surface plus vaste et moins épaisse (1,5 à 2,0 km de large et 0,1 à 0,2 mm d'épaisseur).

Si des éruptions sous-marines ou en surface se produisent en présence de banquise, le pétrole se déposera sur la face supérieure ou inférieure des morceaux de glace et entre ceux-ci. Tout pétrole emprisonné sous la glace par la formation de nouvelle glace en dessous du pétrole restera frais jusqu'à ce qu'il soit rejeté à la surface de l'eau; le pétrole à la surface de la glace s'évaporera, mais sera retenu par la glace jusqu'à ce qu'elle se brise. Une concentration de glace supérieure à environ 5/10 limitera l'étalement normal du pétrole sur la surface de l'eau.
Les hydrocarbures provenant de nappes d'hydrocarbures persistants, même relativement minces, restent à la surface pendant de nombreux jours en raison de l'augmentation de leur viscosité au fur et à mesure qu'ils s'altèrent et s'émulsionnent. Les déversements de pétrole brut persistant perdent environ de 25 à 30 % de leur contenu par évaporation en quelques jours. Les concentrations d'hydrocarbures dans la colonne d'eau sous les nappes d'hydrocarbures persistants seront très faibles en raison de la lente dispersion des hydrocarbures dans la colonne d'eau. Sur de longues périodes (plusieurs semaines), les hydrocarbures s'altéreront et se décomposeront en petits morceaux de goudron bénin qui se diffuseront sur de vastes superficies.

Si des condensats sont déversés en eaux libres, ils s'évaporent et se dispersent en quelques heures. Les nappes de condensat de surface seront de courte durée et ne représenteront pas une réelle menace pour les ressources de surface, sauf à proximité immédiate (1 à 2 km) du déversement. La dispersion rapide du condensat peut générer des concentrations d'hydrocarbures dans l'eau qui pourraient nuire aux ressources marines. La présence de banquise peut réduire l'étalement et la vitesse de dispersion du condensat, en fonction de la concentration de glace. Cependant, il est peu probable que le condensat déversé persiste plus de quelques jours s'il est déversé en eaux libres, entre les glaces ou sur celles-ci. Le condensat emprisonné entre les couches de glace persistera jusqu'à ce que la glace se brise.

Les déversements de diesel provenant de l'exploitation de navires ou de plateformes formeront des nappes relativement petites, de persistance faible à modérée. La nappe de surface initiale d'un déversement de 100 barils de diesel aura une largeur approximative de 30 m et atteindra une largeur maximale de nappe d'hydrocarbures épaisse d'environ 125 m. On peut s'attendre à ce qu'environ 30 % du diesel s'évapore à la surface; le reste du diesel se dispersera dans la colonne d'eau en un jour ou deux, tout au plus. La présence de banquise de concentration élevée limiterait l'étalement et

la dispersion des déversements de diesel, et ce dernier persisterait donc plus longtemps en surface.

Les hydrocarbures déversés se déplacent généralement vers le sud-est, en toutes saisons, sous l'influence du courant du Labrador vers le sud et des vents prédominants de l'ouest-nord-ouest ou du nord-ouest. Les vents sont plus variables pendant les mois d'été et ceux de l'est soufflent plus fréquemment durant cette saison. Les vents de l'est pourraient souffler les hydrocarbures déversés jusqu'au rivage du Labrador en eaux libres, selon la distance à laquelle le déversement se produit en mer et si les vents de l'est persistent pendant une période suffisamment longue. Lorsqu'il y a présence de glaces, les vents de l'est les pousseraient également vers le rivage et formeraient une barrière naturelle empêchant le déplacement des hydrocarbures vers le rivage du Labrador.

2.6.15 Modélisation du déversement et plan d'intervention

La trajectoire exacte (l'endroit, le moment et la quantité qui rejoindra le rivage) d'un déversement d'hydrocarbures dans la zone de l'EES du plateau continental du Labrador est inconnue. Une modélisation de la trajectoire des déversements d'hydrocarbures propre au site sera nécessaire pour tout projet de forage d'exploration proposé qui pourrait avoir lieu dans la zone de l'EES du plateau continental du Labrador.

Tout exploitant devra préparer et mettre en œuvre un plan d'intervention d'urgence approprié et approuvé en cas de déversement d'hydrocarbures, qui tient compte de l'amplitude des événements accidentels possibles associés aux activités de forage proposées, établit des procédures d'avertissement et d'intervention en cas d'incident et indique l'emplacement du personnel formé et de l'équipement le plus proche. L'un des facteurs à prendre en considération est l'éloignement possible de l'équipement d'intervention et l'accès à celui-ci, en fonction de la distance entre le lieu du déversement et la base côtière ou les autres exploitants qui effectuent des forages en mer.

Transports Canada est l'organisme responsable de la sécurité des navires, des organismes d'intervention (c'est-à-dire la Société d'intervention maritime, est du Canada [SIMEC] à T.-N.-L.), des 60 plans d'urgence contre la pollution par hydrocarbures (PUPH) et des plans d'urgence de bord contre la pollution par les hydrocarbures pour les pétroliers de plus de 150 tonnes et de tous les navires de plus de 400 tonnes. Lorsqu'un incident de pollution par les hydrocarbures s'est produit à partir d'un navire ou d'un bateau ou est sur le point de se produire, la Garde côtière canadienne – Intervention environnementale devient l'organisme principal chargé d'assurer une intervention adéquate. Le C-TNLOHE est l'organisme responsable en ce qui concerne les plateformes fixes impliquées dans des activités pétrolières et gazières exploitées dans la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador.
L'un des éléments du plan d'intervention en cas de déversement est l'élaboration de scénarios hypothétiques de déversement qui pourraient se produire. Cela permettra de déterminer les éventuelles ressources environnementales ou économiques à risque en aval d'un déversement et servira de moyen d'évaluer la pertinence du plan d'intervention. Les résultats de l'évaluation du déversement constituent des renseignements appropriés à l'appui de toute stratégie d'intervention en cas de déversement élaborée.

Il convient d'examiner les renseignements disponibles sur les lignes de rivage potentiellement à risque en aval d'un déversement. De concert avec les ressources humaines et écologiques de ces régions, la caractérisation physique du type de rivage, par exemple, ou l'indice de résidence des hydrocarbures peut aider à évaluer le type et le niveau d'intervention qui pourraient être nécessaires en cas d'activités de nettoyage. Dans certains cas, les perceptions locales de ce qui est menacé et doit être protégé seront des facteurs à prendre en compte. Et dans certains cas, par exemple si les taux d'élimination naturelle des hydrocarbures échoués sont élevés, il peut être préférable de permettre le rétablissement naturel d'une ligne de rivage touchée et la décision de procéder à un

nettoyage limité ou à aucun nettoyage, ce qui peut retarder le rétablissement naturel dans certaines zones et également présenter des avantages (Owens, 1999).

Il est essentiel de noter les variations possibles de la vitesse et de la direction du vent et du courant que peuvent prendre les trajectoires individuelles. Les principales conditions environnementales qui déterminent l'évolution sont également d'une importance capitale. En particulier, le vent et la température à la surface de la mer au moment d'un déversement potentiel devraient être des éléments clés dans la formulation de toute stratégie d'intervention.

Le type et la quantité de produit déversé doivent être pris en compte afin de porter attention aux processus d'altération, bien que pendant la période d'évaluation précédant le forage et avant d'obtenir beaucoup de renseignements sur les formations de puits possibles, ses propriétés puissent ne pas être connues. L'évaporation (la conversion du pétrole liquide en un composant gazeux) et la dispersion naturelle (la fragmentation d'une nappe de pétrole en gouttelettes qui sont mélangées à la mer par l'action des vagues) sont deux importants processus d'altération qui se produisent généralement au cours des cinq premiers jours suivant un déversement et qui ont pour effet d'éliminer le pétrole de la surface de la mer. En tenant compte des quantités perdues à cause de ces processus, il est possible d'obtenir une estimation de la quantité restante de pétrole. Il existe des relations empiriques pour l'évaporation de nombreux types de combustibles (généralement en fonction de la température de la mer et du temps). De même, la dispersion verticale peut être estimée à partir des vents et des vagues. Le type d'hydrocarbures déterminera également la nature des dommages ou des dommages possibles à la suite d'un accident (par exemple, les risques d'incendie ou d'explosion, ainsi que la contamination et la mortalité de la vie marine et des ressources littorales, et les coûts d'un éventuel nettoyage).

2.6.15.1 Capacité d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures dans un milieu subarctique

Les activités d'intervention en cas de déversement en présence de glace et en eaux libres sont fondamentalement différentes. Ces particularités doivent être prises en compte lors de la détermination de la stratégie la plus appropriée pour gérer les hydrocarbures pour des conditions de glace particulières et des saisons précises, notamment l'hiver et les périodes de prise des glaces et de débâcle (DF Dickins Associates, 2004). En raison des différences considérables entre les environnements de glace et les situations d'hydrocarbures dans la glace, le fait de recourir à un seul type d'intervention entraînera probablement un nettoyage inefficace et inutile après un déversement réel (DF Dickins Associates, 2004).

La récupération mécanique des déversements d'hydrocarbures dans la banquise est limitée par la dérive des glaces qui interrompt les activités classiques de confinement et d'écumage et ne constitue pas une option d'intervention efficace pour les déversements d'hydrocarbures à grande échelle dépassant 30 % de couverture de glace (DeCola et coll., 2006). De nouvelles techniques de déviation et de séparation du pétrole et de la glace, telles que le dragage à hélice ou les systèmes de bulles pneumatiques, peuvent permettre aux systèmes mécaniques de trouver et de récupérer le pétrole à des taux plus élevés en présence de glaces à la dérive (DF Dickins Associates, 2004).

Une série d'expériences réussies sur le terrain dans l'Arctique dans les années 1970 et au début des années 1980 a largement contribué à faire accepter le brûlage sur place comme la stratégie de récupération des hydrocarbures la plus efficace dans les situations où il se produit des déversements dans des eaux couvertes de glace (Dickins et Buist, 1981; DF Dickins Associates, 2004). Il a été démontré que la récupération mécanique est une stratégie pratique dans la glace solide et fixée (DF Dickins Associates, 2004). Toutefois, l'efficacité des systèmes mécaniques classiques de

confinement et de récupération peut sérieusement diminuer dans des conditions de glace cassée (DF Dickins Associates, 2004). Les efforts intensifs déployés à l'échelle internationale pour mettre au point des systèmes mécaniques spécialisés pour l'exploitation dans la glace naturellement cassée n'ont pas dépassé l'étape du prototype (DF Dickins Associates, 2004).

Les hydrocarbures déversés dans les eaux envahies par les glaces, et en particulier sous la couche de glace, ne sont pas seulement difficiles à retenir, ils sont aussi très difficiles à suivre et à modéliser (DeCola et coll., 2006). La technologie de suivi et de télédétection des déversements d'hydrocarbures en mer repose généralement sur des activités aériennes, qui peuvent être fortement limitées par des facteurs environnementaux et logistiques en hiver. Les modèles mathématiques existants ne peuvent pas prédire avec précision le mouvement des hydrocarbures sur, sous ou parmi les glaces en mer, bien qu'un nombre considérable de travaux de recherche et de développement soient en cours dans le domaine (DeCola et coll., 2006).

Les dispositifs et systèmes de récupération mécanique suivants peuvent avoir une certaine efficacité dans des conditions de glace dynamiques (DeCola et coll., 2006) :

- Les écrémeurs oléophiles semblent mieux fonctionner en présence de glace, car ils limitent la quantité d'eau introduite dans les unités d'écrémage et de stockage. Les écrémeurs à disques, à tambour et à brosses peuvent éliminer le pétrole léger et de viscosité moyenne; les écrémeurs à brosses et à bande peuvent recueillir le pétrole lourd.
- Les barrages flottants doivent être suffisamment durables pour résister à la force supplémentaire exercée par la glace de mer. Il a été démontré que plusieurs types de barrages océaniques de grande taille sont efficaces lorsque la couverture de glace va jusqu'à 30 %, bien que des essais sur le terrain aient montré qu'une couverture de glace supérieure à 10 % peut être problématique pour certains systèmes.
- Les estacades à glace peuvent être efficaces pour réduire la concentration de glace afin de faciliter les activités de récupération des écrémeurs. Pour un déploiement efficace des estacades à glace, les navires doivent être en mesure d'exploiter en toute sécurité dans des conditions de glace dominantes.
- Les navires polyvalents capables de briser la glace et de fournir des plateformes d'intervention en cas de déversement et un stockage temporaire peuvent s'avérer utiles pour soutenir les activités de récupération mécanique dans des conditions de glace dynamiques.
- La plupart des équipements de récupération mécaniques sont exploités plus efficacement dans des conditions de glace de débâcle au printemps que dans des conditions de prise des glacese à l'automne. Il a été démontré que la présence de glace à l'automne, avec une couverture aussi faible que 1 %, limite l'exploitation de certains systèmes de récupération mécanique.

Le brûlage sur place peut être efficace dans les eaux envahies par la glace dans les conditions suivantes (Decola et coll., 2006) :

- Le déversement d'hydrocarbures n'est pas largement réparti et peut être récupéré et retenu à une épaisseur adéquate pour l'allumage.
- Les composants volatils du pétrole n'ont pas été rejetés en raison de leur dispersion par la trajectoire de l'éruption ou par les intempéries, de sorte qu'il y a trop peu de composants volatils pour entretenir le brûlage.
- Les floes fournissent un confinement naturel pour maintenir l'épaisseur de la nappe nécessaire à l'allumage (2 à 3 mm).
- Des barrages anti-incendie peuvent être déployés pour maintenir l'épaisseur de nappe nécessaire à l'allumage (2 à 3 mm). (La présence de glaces peut rendre le déploiement du barrage difficile ou entraîner sa défaillance.)

- Le suivi et la surveillance peuvent être effectués depuis des navires ou des aéronefs pour diriger les activités d'allumage.
- Les nappes sont accessibles pour qu'un navire ou un aéronef puisse déployer le dispositif d'allumage.

La recherche sur l'efficacité potentielle des agents dispersants dans les eaux envahies par les glaces se poursuit. Les premières études montrent qu'il pourrait s'agir d'une option d'intervention réalisable, mais les experts en intervention s'entendent généralement pour dire que des études supplémentaires sont nécessaires. Un problème majeur de l'utilisation d'agents dispersants dans les eaux envahies par les glaces est le manque de phénomène de mélange. Jusqu'à présent, l'utilisation d'agents dispersants pour les déversements dans la glace n'a fait l'objet que d'une attention limitée. Les expériences précédentes sont résumées dans Brown et Goodman (1996).

Par rapport aux eaux tempérées et libres, la capacité de nettoyage des déversements d'hydrocarbures en présence de glace de mer est extrêmement limitée et conditionnelle (DeCola et coll., 2006). C'est la présence de glace qui pose le plus grand défi à l'intervention en cas de déversement en mer. Il existe très peu d'équipements disponibles sur le marché adaptés à une utilisation en mer dans des eaux envahies par les glaces. L'expérience réelle en matière de déversement d'hydrocarbures dans l'environnement arctique en mer est extrêmement limitée. Outre les limites technologiques des systèmes d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures dans des conditions de glace de mer, l'efficacité de l'équipement de récupération mécanique comme les écrémeurs et les barrages flottants peut être réduite davantage par les effets du temps froid et de la glace sur le personnel d'intervention, l'exploitation des navires et l'équipement auxiliaire comme les pompes et les systèmes d'ancrage (DeCola et coll., 2006). De même, la lumière du jour limitée et la faible visibilité peuvent compliquer ou empêcher l'exploitation de navires ou d'aéronefs de soutien.

L'incapacité actuelle à détecter et à cartographier de manière fiable les hydrocarbures emprisonnés dans, sous, sur ou parmi les glaces est une lacune critique, qui influe sur tous les aspects de l'intervention en cas de déversement dans la glace.

2.7 Activités de cessation d'exploitation des puits et démantèlement

Une fois les activités d'exploration (et de production) terminées, la cessation de l'exploitation des puits d'exploration et de production sera effectuée conformément aux *Lignes directrices concernant les programmes de forage dans la zone extracôtière de Terre-Neuve* (*Guidelines Respecting Drilling Programs in the Newfoundland Offshore Area*; C-TNLOHE, 2000) et au *Règlement sur le forage pour hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve*. En vertu du *Règlement sur le forage pour hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve,* chaque exploitant doit s'assurer qu'à la fin du forage d'un puits, le plancher océanique est débarrassé de tout matériel ou équipement qui pourrait nuire à d'autres utilisations commerciales de la mer, c'est-à-dire que le plancher océanique est laissé « apte à l'utilisation ». Il convient de noter que les explosifs sont parfois utilisés pour l'enlèvement difficile des têtes de puits, mais uniquement en cas d'échec du démantèlement mécanique. Tout exploitant doit obtenir l'autorisation du C-TNLOHE avant d'utiliser des explosifs. En outre, dans certains cas, une autorisation peut être accordée pour laisser les têtes de puits en place, au cas par cas. Les éléments à prendre en considération dans ce cas sont les activités de pêche et le type de pêche dans la zone ainsi que la profondeur de l'eau à l'emplacement de la tête de puits.

2.8 Gestion des glaces

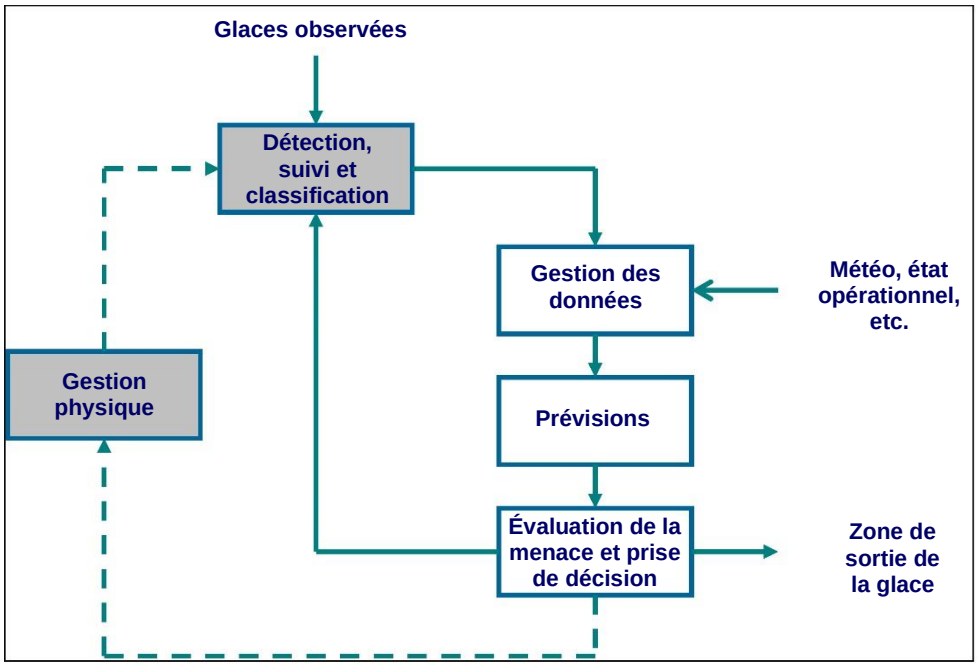
2.8.1 Contexte

Depuis les années 1970, la gestion des glaces fait partie intégrante des activités pétrolières et gazières dans la mer de Beaufort, au large de Sakhaline, sur la côte est du Canada (Grands Bancs) et dans d'autres régions. En brisant les floes de glace et en remorquant les icebergs, la gestion des glaces a permis de prolonger les saisons de forage et de réduire les risques d'arrêt et de déconnexion. La gestion des glaces est également efficace pour réduire le risque d'une charge extrême de glace de mer et d'icebergs sur les installations à fondation inférieure et ancrées. Du point de vue de la conception, il est raisonnable d'envisager à la fois la gestion des glaces et la résistance structurelle dans la philosophie de conception, réduisant ainsi l'exposition et la nécessité de la résistance structurelle.

2.8.2 Système de gestion des glaces

Les stratégies de gestion des glaces comportent un certain nombre de composantes interdépendantes, y compris la détection, la surveillance et la prévision des glaces, l'analyse des menaces que représentent les glaces, les performances et l'état opérationnel de la plateforme, le soutien des navires de ravitaillement et des brise-glace, ainsi que des procédures et protocoles opérationnels structurés pour le déglaçage ou le remorquage et la déconnexion des icebergs. Une illustration d'un cadre de gestion des glaces est présentée à la figure 2.19. La détection, la classification et le suivi sont les principales composantes de tout système de gestion des glaces. La glace de mer et les icebergs doivent être détectés avant qu'une analyse des menaces ait lieu et, si nécessaire, les activités d'intervention ultérieures. Les outils de détection comprennent le radar maritime, le radar aéroporté, le radar par satellite (Radarsat et Envisat), l'imagerie optique (Quickbird), la reconnaissance des navires, la reconnaissance aérienne et le trafic maritime.

Figure 2.19 : Cadre pour les activités stratégiques de gestion des glaces



Source : C-CORE, 2000.

En ce qui concerne la classification des glaces, la taille et la forme des glaces sont importantes pour évaluer la probabilité d'une collision avec les installations de surface ou sous-marines, ainsi que l'estimation de la charge d'impact et d'interaction basée sur la masse estimée et la vitesse de dérive. Une fois qu'une menace a été détectée, une gestion physique active est effectuée. Pour la gestion de la glace de mer, il existe un certain nombre de méthodes de déglaçage, en fonction de l'état des glaces sur le site (Wright, 2000; Dunderdale et Wright, 2005). Une technique de déglaçage circulaire est illustrée à la figure 2.20. En présence de glaces plus grosses et plus lourdes, on peut utiliser la méthode du « navire radar » à grille radiale illustrée à la figure 2.21. Selon l'état des glaces, y compris la concentration, la taille des floes et la vitesse, la présence de deux navires peut être nécessaire. Un navire serait exploité en amont pour effectuer les premières tâches lourdes de déglaçage et briser les glaces flottantes en morceaux de taille moyenne d'un diamètre d'environ 100 à 150 mètres. Ce navire aurait la plus grande capacité de la flotte compte tenu de la demande. Un deuxième brise-glace travaillerait plus près de l'installation en brisant les floes de taille moyenne en morceaux plus petits qui se déplaceraient efficacement autour de l'installation (généralement 50 mètres de diamètre de floe). La taille de ce secteur de gestion serait généralement d'un kilomètre carré. Ce navire localiserait et briserait également les floes qui pourraient avoir échappé aux activités en amont. Selon les conditions, un troisième navire peut être nécessaire pour permettre une gestion rapprochée pour le déglaçage ainsi que pour détecter et briser les glaces plus importantes et plus vieilles incrustées dans les grands floes. D'autres techniques sont décrites dans les références ci-dessus, y compris le souffle de l'hélice pour dégager la glace autour de l'installation et la poussée des floes (illustrée à la figure 2.22).

Figure 2.20 : Déglaçage à l'aide de la technique circulaire

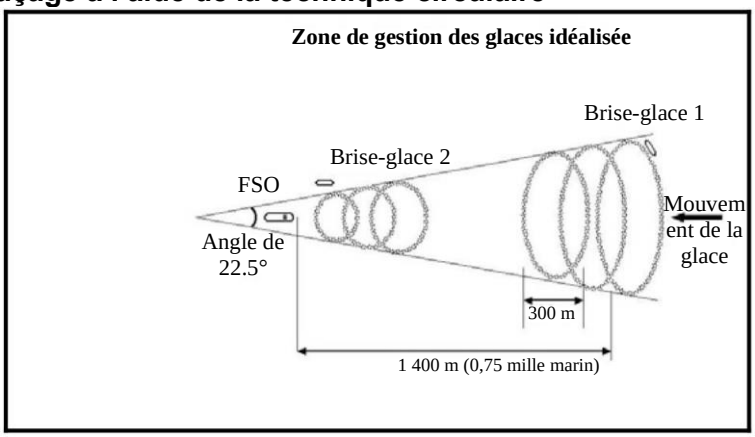


Figure 2.21 : Technique de brise-glace à grille radiale de type « navire radar »

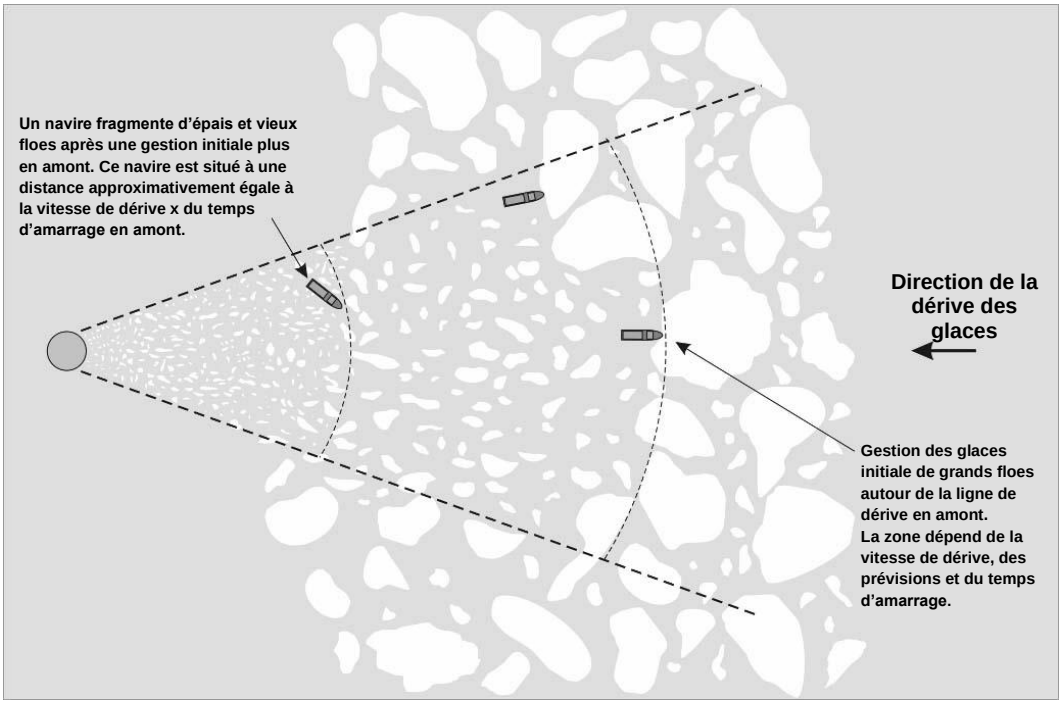


Figure 2.22 : Pousser les gros floes bruts perpendiculairement à la ligne de dérive

Source : Wright, 2000.

Les méthodes de remorquage et de déviation d'icebergs dépendent de la taille de l'iceberg et des conditions environnementales et comprennent le remorquage à une seule ligne, le remorquage à deux navires, le remorquage par filet, le dragage à hélice et le remorquage au moyen d'un canon à eau, comme l'illustrent les figures 2.23 à 2.27 (Crocker et coll., 1998; Mclintock et coll., 2007). Le déploiement et la récupération à l'aide de deux navires peuvent améliorer l'efficacité et la sécurité de l'équipage pour les activités en haute mer. Les navires peuvent être manœuvrés pour réduire l'exposition au vent et aux vagues sur le pont arrière (C-CORE, 2006a). Pour réduire la tendance du câble de remorquage à glisser sur l'iceberg, la forme de la caténaire du câble de remorquage pour une force et une vitesse de remorquage données est importante. La configuration optimale correspond au déploiement d'une longueur suffisante de câble de remorquage pour permettre à la

direction de la force de remorquage sur l'extrémité arrière de l'iceberg d'agir vers le bas en passant par le centre de gravité de l'iceberg (C-CORE, 2006).

Figure 2.23 : Déploiement d'un seul câble de remorquage par un seul navire

Figure 2.24 : Remorquage d'une île de glace à deux navires

Figure 2.25 : Remorquage par filet à un ou deux navires

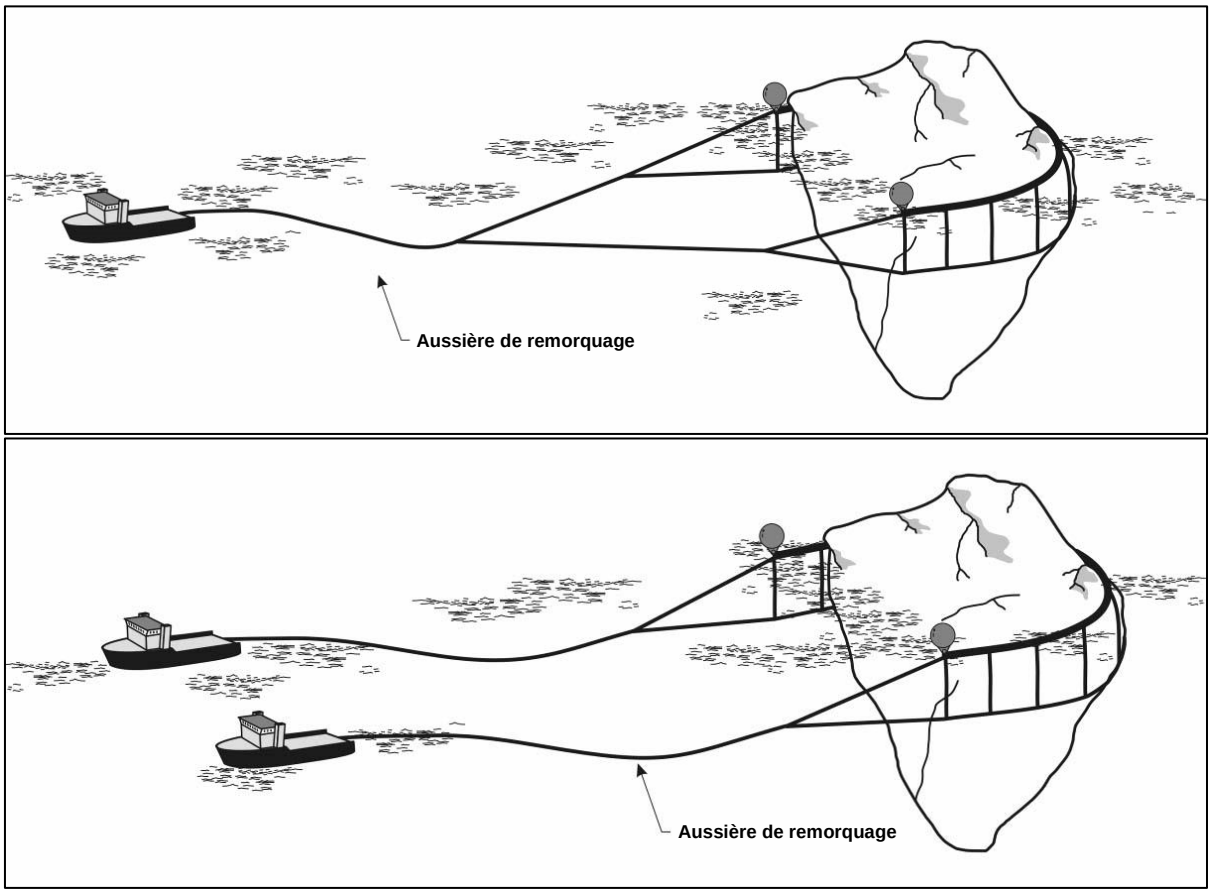


Figure 2.26 : Déviation d'icebergs à l'aide d'un canon à eau monté sur l'étrave

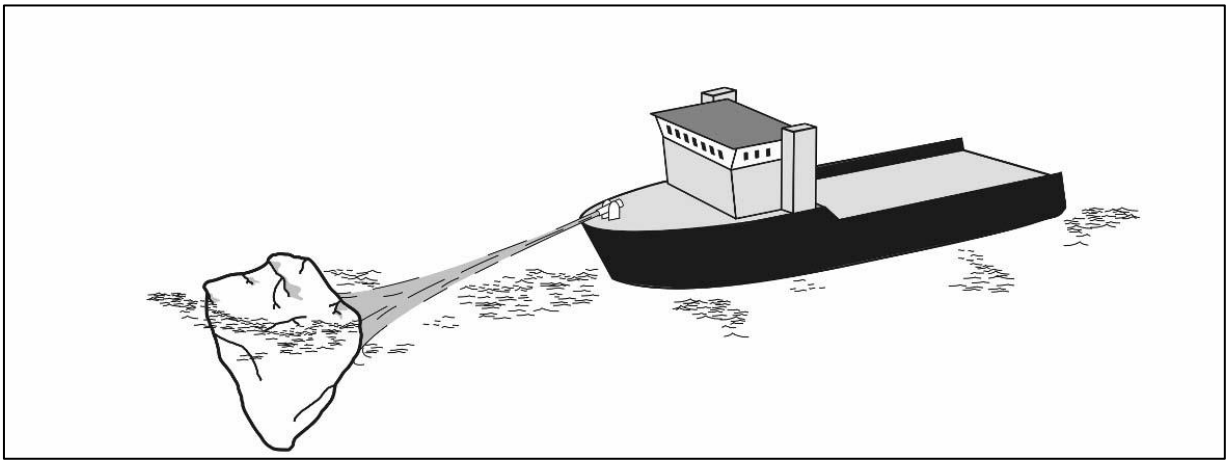
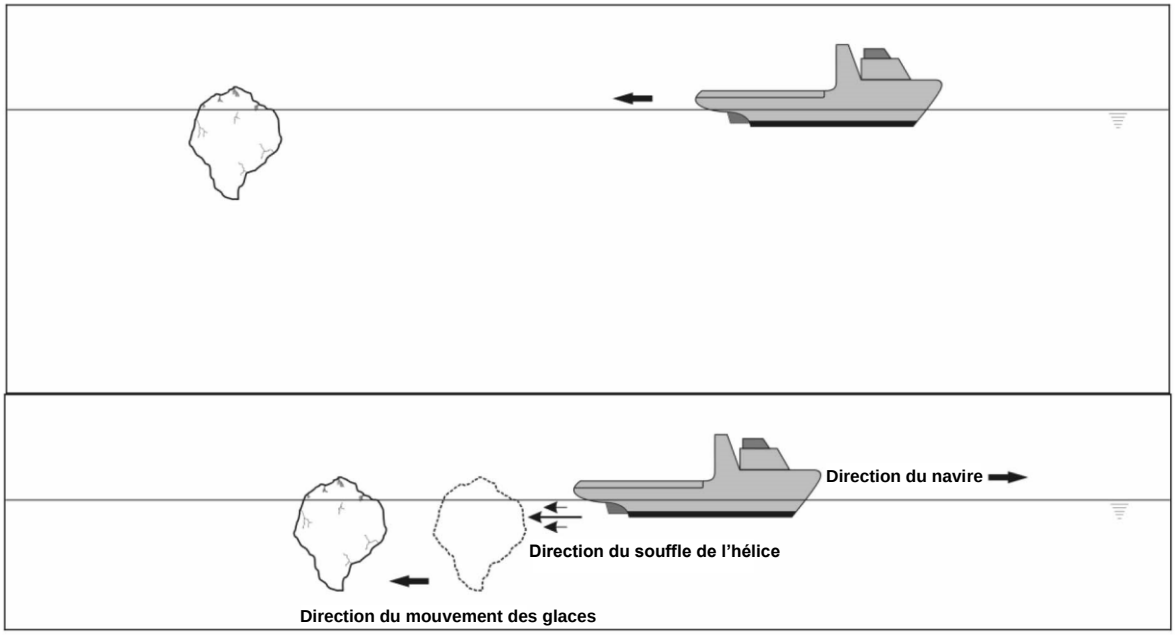


Figure 2.27 : Utilisation du souffle de l'hélice



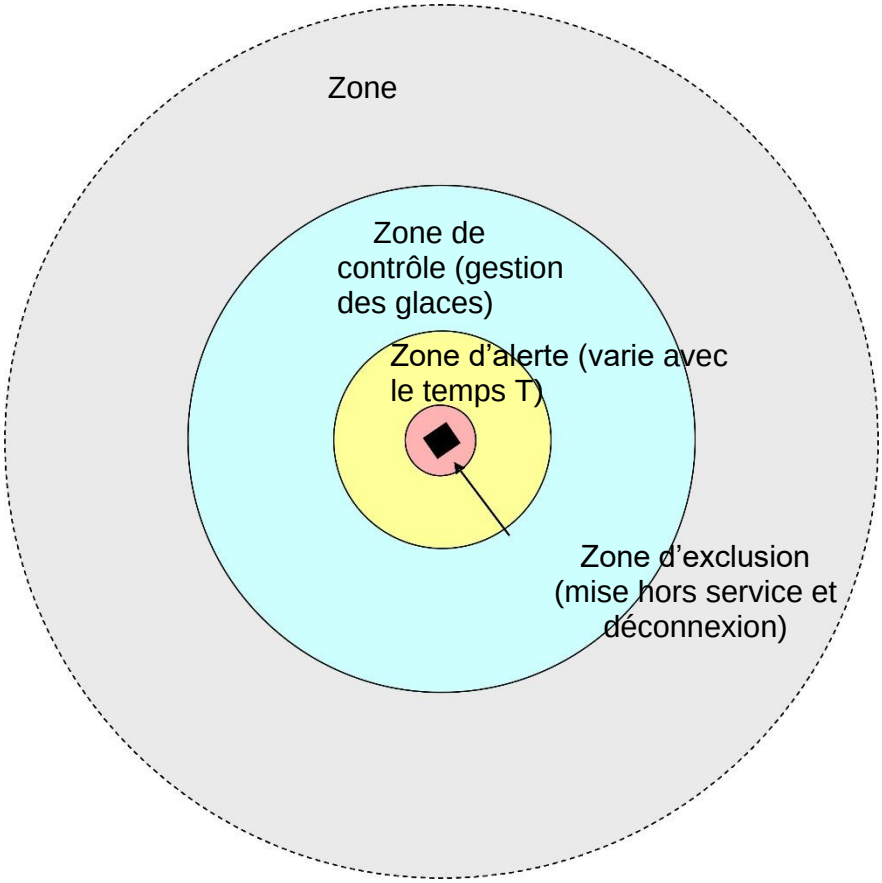
Dans le cadre du processus d'analyse des menaces, la prévision de la dérive des icebergs est importante. Le Service canadien des glaces (SCG) et le MPO ont mis au point un modèle de prévision de la dérive glace-océan pour la côte est du Canada, en particulier les Grands Bancs. Il faut recueillir et traiter les données sur les glaces et météocéaniques appropriées, ainsi que les prévisions de la trajectoire des glaces et les renseignements opérationnels, comme l'installation, le temps T[3] pour évaluer le risque de contact entre les glaces et une installation.

Des zones sont définies autour d'une installation pour classer par ordre de priorité les menaces que représentent les glaces en fonction du temps T de l'installation et du mouvement des glaces, comme l'illustre la figure 2.28. Une communication, des rôles et des responsabilités clairs doivent être établis entre les membres du personnel de l'exploitation clé, y compris le conseiller en navigation dans les glaces, le gestionnaire d'installation extracôtière, le superviseur du forage et les capitaines des navires de remorquage.

L'effiacité de la gestion des glaces peut être modélisée et utilisée pour simuler le rendement attendu en fonction des conditions prévues sur un site particulier. Des courbes de rendement pour la détection et le remorquage ont été mise au point en fonction de la taille de l'iceberg, de l'état de la mer et de la distance par rapport à l'installation. Il est possible d'évaluer la réduction de l'exposition associée à la réduction de la probabilité de collision entre un iceberg et une installation, compte tenu de la détection et du remorquage. Les modèles doivent tenir compte des limites opérationnelles telles que le brouillard, de nombreux icebergs et l'influence de la banquise sur l'efficacité de la gestion.

[3] Le temps T est le temps nécessaire pour suspendre les activités de forage et éloigner l'installation des lieux.

Figure 2.28 : Illustration de la zone de gestion des glaces autour d'une installation de forage ou de production



Remarque : La taille des zones varie en fonction du mouvement prévu des glaces et du temps T de l'installation.

2.8.2.1 Succès de la gestion des glaces

On peut trouver un examen détaillé des activités de gestion des icebergs dans la base de données complète sur la gestion des icebergs du programme de recherche et de développement éducatifs (PRDE), qui contient actuellement des renseignements détaillés sur 1 505 activités de gestion des icebergs (PERD, 2002; Rudkin et coll., 2005). La base de données fournit des précisions sur les activités passées de gestion des icebergs qui peuvent être utilisés pour analyser les différentes composantes des activités, telles que les techniques, les conditions et les résultats. Les principaux paramètres pertinents pour l'examen de l'efficacité du remorquage sont la taille et la forme de l'iceberg, la méthode de déviation, la raison de l'arrêt de la déviation et le résultat de celle-ci. Le taux de réussite du remorquage a été estimé en moyenne à environ 85 %. L'introduction du filet à iceberg a démontré une amélioration du succès du remorquage en matière de gestion des glaces. En 2003, 15 des 17 icebergs présentant des formes ou une stabilité qui les auraient généralement empêchés d'être remorqués ont été remorqués avec succès.

Le succès de la gestion de la glace de mer dépend de la performance des capteurs de détection et de la précision des modèles de prévisions et de prévision de la dérive utilisés pour évaluer la menace, ainsi que du nombre et de la capacité des brise-glace à briser efficacement les plus gros floes, permettant ainsi à la glace de se déplacer autour de la structure. La gestion des glaces s'est avérée très efficace dans le cadre des activités menées dans l'Arctique (Wright, 2000) et de l'exploitation au large de Sakhaline (Keinonen et coll., 2001).

Les activités de gestion des glaces sur les Grands Bancs consistent principalement à détecter et à remorquer des icebergs, avec une faible influence de la banquise. Bien que les activités saisonnières au large du Labrador puissent être planifiées de manière à éviter la menace de la glace de mer et des icebergs, les plans d'exploitation tout au long de l'année doivent tenir compte des exigences de la gestion des glaces pour briser les grands floes et les ondins en plus du remorquage des icebergs (y compris les icebergs dans la banquise).

Si le remorquage d'icebergs est possible, la présence de la banquise peut réduire considérablement l'efficacité du remorquage en fonction des concentrations et, à l'heure actuelle, il n'existe aucune expérience opérationnelle du remorquage d'icebergs à travers la banquise. En théorie, le remorquage dans la banquise pourrait être possible dans certaines conditions où la banquise est légère, mais il faut tenir compte de certains problèmes :

- la banquise réduira la manœuvrabilité du navire et rendra plus difficiles le déploiement et la récupération des câbles de remorquage;
- la banquise aura tendance à s'accumuler devant l'iceberg, augmentant ainsi la masse effective et réduisant la vitesse de remorquage résultante.

2.8.2.2 Considérations relatives à la conception

Il est important qu'un système de gestion des glaces soit considéré comme faisant partie de la stratégie pour les activités de forage ou de production dans les régions exposées aux glaces. Les exigences et le type de système de gestion des glaces varient en fonction de l'installation et de sa capacité à résister à la charge de glace. Cet aspect est important du point de vue de la conception, car la fiabilité du système de gestion des glaces, associée à la fiabilité de la structure pour résister à la charge de glace, doit satisfaire aux niveaux de fiabilité cibles (p. ex. $1\text{-}10^{-5}$ pour une structure de classe de sécurité 1 – voir la norme CSA S471-06 Exigences générales, critères de calculs, conditions environnementales et charges]). Les considérations relatives à la conception peuvent comprendre des processus ou des équipements comme la performance des équipements de détection des glaces, les modèles de prévision ou de prédiction, ainsi que le nombre et la capacité des navires de gestion des glaces. Les exploitants pourraient également vouloir tenir compte de la disponibilité de personnes formées à la gestion des glaces en mer, d'autant plus que les activités de gestion des glaces sont de nature saisonnière.

2.9 Conditions météorologiques extrêmes

Les plateformes et les appareils extracôtiers sont exposés à diverses conditions météorologiques extrêmes qui peuvent causer des dommages et des blessures considérables. De violentes bourrasques peuvent ébranler une plateforme ou accélérer le vieillissement naturel de la structure. Les plateformes et les appareils de forage modernes sont conçus pour résister à des conditions météorologiques plus difficiles que les appareils plus anciens. Les plateformes de forage et de production exploitées dans l'Arctique sont exposées à un certain nombre de conditions uniques en raison du climat rigoureux de la région. Des icebergs et une banquise peuvent se former à proximité ou autour de l'installation; ces corps de glace, lorsqu'ils sont déplacés par les courants venteux, peuvent exercer une immense pression physique sur l'installation et provoquer des dommages structurels, voire un effondrement. Il est important, lors de la conception ou du choix d'une plateforme (de forage ou de production), de tenir compte de l'environnement rude et unique des zones septentrionales. Le mauvais temps, la fatigue du métal, la perte du câble de remorquage, les erreurs humaines et la défaillance de l'équipement sont autant de facteurs courants qui entraînent la perte de plateformes en mer, y compris celles en route vers un nouveau site. Au moins 30 plateformes

autoélévatrices à elles seules ont été perdues lors de leur remorquage. Des renseignements sur certaines plateformes qui ont coulé peuvent être trouvés sur le site http://www.oilrigdisasters.co.uk/ (en anglais seulement), qui fournit des détails sommaires sur ces incidents.